

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 КРАСНОЯРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЕНИСЕЙ.
ИЗМЕРЕНИЕ УРОВНЕЙ БЬЕФОВ, СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ
РЕШЕНИЯ**

Руководитель _____
подпись, дата

Старший преподаватель
кафедры ГГЭЭС СШФ СФУ
должность

А.М. Волошин
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

М.В. Горбиков
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2019

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Красноярской ГЭС на реке Енисей. Измерение уровней бьефов, современные технические решения».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Электрическая часть	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Устройства РЗА	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Компоновка сооружения и гидроузла	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____	_____
	подпись, дата	инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ КРАСНОЯРСКОЙ ГЭС	8
ВВЕДЕНИЕ	10
1 Общие сведения	11
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла	11
1.2 Гидрологические данные	11
1.3 Инженерно – геологические условия.....	14
1.4 Сейсмические условия.....	14
1.5 Данные по энергосистеме	14
2 Водно-энергетические расчёты	15
2.1 Выбор расчётных гидрографов малого и среднего по водности года при заданной обеспеченности стока	15
2.2 Построение суточных графиков нагрузки и интегральная кривая нагрузки энергосистемы.....	18
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	22
2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	23
2.5 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС по маловодному году	25
2.6 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов	26
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	28
3.1 Построение режимного поля	28
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов	29
3.2.1 Выбор номинального диаметра и основных характеристик гидротурбины, определение частоты вращения, рабочей зоны на универсальной характеристике	30
3.3 Определение отметки установки рабочего колеса	33
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора	35
3.5 Гидромеханический расчёт спиральной камеры	36
3.6 Расчет деталей и узлов гидротурбины.....	37
3.6.1 Расчет вала на прочность	37
3.6.2 Расчет подшипника.....	37
3.7 Выбор МНУ	39
3.8 Выбор электрогидравлического регулятора	39
4 Электрическая часть	40
4.1 Исходные данные для проектирования	40
4.2 Выбор типа блоков ГЭС и силового оборудования	40
4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками	40
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с объединенными блоками.....	41

4.2.3	Выбор трансформаторов собственных нужд	42
4.3	Распределительное устройство.....	42
4.3.1	Выбор проводов отходящих воздушных линий	42
4.3.2	Выбор схемы распределительного устройства.....	43
4.4	Технико – экономический анализ	43
4.5	Расчёт токов короткого замыкания.....	45
4.6	Выбор электрических аппаратов.....	46
4.6.1	Выбор генераторного выключателя.....	46
4.6.2	Выбор и проверка аппаратов 500 кВ	47
5	Устройства РЗиА.....	50
5.1	Перечень защит основного оборудования	50
5.2	Описание защит и расчет их уставок.....	51
5.2.1	Продольная дифференциальная защита генератора ($I_{\Delta G}$).....	51
5.2.2	Поперечная дифференциальная защита генератора	51
5.2.3	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N (U_0)).....	53
5.2.4	Защита от повышения напряжения ($U_{1>}$), ($U_{2>}$)	56
5.2.5	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)	57
5.2.6	Защита от симметричных перегрузок(I_1).....	60
5.2.7	Дистанционная защита генератора $Z_1 <$, $Z_2 <$	62
5.2.8	Защита от перегрузки обмотки ротора	65
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	67
6.1	Определение класса плотины и отметки гребня плотины.....	67
6.1.1	Определение типа плотины	67
6.1.2	Определение класса ГТС.....	67
6.1.3	Определение отметки гребням бетонной плотины	67
6.2	Гидравлические расчеты	69
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта.....	69
6.2.2	Определение отметки гребня водослива	70
6.2.3	Построение профиля водосливной грани.....	71
6.2.4	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	72
6.2.5	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи.....	73
6.2.6	Расчет резервного глубинного водосброса	75
6.3	Конструирование плотины.....	75
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	76
6.3.2	Разрезка бетонной плотины швами	78
6.3.3	Быки.....	78
6.3.4	Устои	79
6.3.5	Галереи в теле плотины.....	79
6.3.6	Дренаж тела бетонных плотин	79
6.4	Основные элементы плотины	80
6.4.1	Противофильтрационная завеса.....	80
6.4.2	Дренажные устройства в основании в скальных грунтах	80

6.5	Определение сокращённого состава нагрузок на плотину для основного сочетания нагрузок и воздействий	80
6.5.1	Вес сооружения и затворов.....	81
6.5.2	Сила гидростатического давления воды	82
6.5.3	Равнодействующая взвешивающего давления	83
6.5.4	Сила фильтрационного давления	83
6.5.5	Давление грунта	83
6.5.6	Волновое давление.....	85
6.5.7	Расчёт прочности плотины	86
6.5.8	Критерии прочности плотины	88
6.5.9	Расчёт устойчивости плотины	89
7	Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	90
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	91
7.2	Охрана труда и техника безопасности.....	91
7.3	Пожарная безопасность	93
7.4	Охрана окружающей среды	95
8	Технико-экономические показатели	99
8.1	Оценка объемов реализации электроэнергии	99
8.2	Текущие расходы на производство электроэнергии	99
8.3	Налоговые расходы.....	100
8.4	Оценка суммы прибыли	102
8.5	Оценка инвестиционного проекта.....	103
8.5.1	Методология и исходные данные оценки инвестиционного проекта	103
8.5.2	Показатели коммерческой эффективности проекта.....	104
8.5.3	Бюджетная эффективность	105
8.6	Анализ чувствительности	105
9	Системы измерений уровней бьефов, современные технические решения	108
9.1	Уровнемеры типа сельсинного датчика – уровнемера	108
9.2	Устройство и принцип действия дальномеров	109
9.3	Устройство и принцип действия датчиков давления	113
9.4	Факторы, влияющие на точность измерений	117
9.5	Выбор аппаратуры для измерений бьефов проектируемой ГЭС.....	118
9.5.1	Выбор дальномеров ВБ и НБ для Красноярской ГЭС	119
9.5.2	Выбор датчиков давления верхнего и нижнего бьефов для Красноярской ГЭС.....	119
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	122
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	123
	ПРИЛОЖЕНИЯ А-Г.....	126

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ КРАСНОЯРСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Енисей;
 2. Местонахождение ГЭС Красноярский край;
 3. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний2720 м³/с;
 - б) всех турбин5800 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1%21663 м³/с;
0,01%26576 м³/с;
 - г) минимальный1200 м³/с;
 4. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока сезонное;
 - б) отметка: НПУ243 м;
ФПУ245,4 м;
УМО206,84 м
 - в) объемы:
полный.....72 км³;
полезный 34,7 км³;
 5. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный.....108 м;
 - б) расчетный.....80,5 м;
 - в) минимальный.....64 м;
 6. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
установленная 4100 МВт;
гарантированная 3820 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 17,4млрд. кВт·ч;
 7. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) левобережная глухая.....242 м / 255,6 м;
 - б) правобережная глухая264,2 м / 255,6 м;
 - в) стационарная349,5 м / 255,6 м;
 - г) глухая сопрягающая водосливную и стационарную22 м / 255,6 м;
 - д) водосливная110 м / 255,6 м;
 8. Водосбросные сооружения
 - а) тип..... поверхностный водосброс;
 - б) число и размер пролетов 5 отверстий по 18 м;
 - в) общая длина110 м;
 - г) максимальная высота255,6 м;
- Здание ГЭС:
- а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 12;
 - б) грунты в основаниимилонит;
 - в) тип спиральной камеры металлическая;
 - г) тип отсасывающей трубы изогнутая;

д) расстояние между осями агрегатов.....27 м;

9. Основное оборудование:

а) тип турбиныРО115-В-750;

б) тип генератора.....СВ-1548/203-64УХЛ4;

в) мощность генератора..... 333 МВт;

г) частота вращения 93,8 об/мин;

д) тип трансформатора: Объединенный блокТДЦ-400000/500;

10. Техничко-экономические показатели:

а) удельные показатели.....25632 руб./кВт;

б) себестоимость энергии..... 10 коп/кВт·ч;

в) срок окупаемости 9 лет и 5 месяцев.

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэнергетика является одной из наиболее перспективных отраслей современной энергетики. Отличительной ее чертой является ежегодная возобновляемость водных ресурсов.

Гидроэлектростанции позволяют зарегулировать сток реки по средствам водохранилища и избежать наводнений. Это одни из самых эффективных источников энергии. Коэффициент полезного действия гидравлических турбин достигает 96%, что существенно выше КПД турбин других типов электростанций.

Крупнопромышленные сибирские регионы, такие как Красноярский край, обладают мощным гидропотенциалом для строительства ГЭС. Но, несмотря на значительные гидроресурсы, область испытывает дефицит электроэнергии и закупает ее у соседних регионов. Областные электрические сети осуществляют транзитные поставки электроэнергии от внешних источников, почти 70 % электроэнергии закупается на федеральном рынке. Решением этой проблемы может стать строительство ГЭС, проект которой будет разработан в результате данной бакалаврской работы.

Целью проекта является проектирование Красноярской ГЭС на реке Енисей, её сооружений и электрической части, выбор основного гидросилового и вспомогательного оборудования, разработка правил охраны труда и окружающей среды, а так же технико-экономическое обоснование эффективности проекта.

1 Общие сведения

1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Красноярский гидроузел расположен в Красноярском крае на реке Енисей в 2380 км от его устья вблизи города Дивногорска.

Рассматриваемая территория относится к резко континентальным климатом со значительными годовыми и суточными колебаниями температур, а также большим количеством осадков. Среднегодовое количество осадков составляет $-0,4^{\circ}\text{C}$, абсолютный минимум -54°C , абсолютный максимум $+37^{\circ}\text{C}$. В среднем выпадает около 500 мм осадков в год. Среднемесячные температуры представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Среднемесячные температуры в районе расположения створа

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Температура, $^{\circ}\text{C}$	-16,7	-14,9	-4,3	3,9	7,1	16,4	17,5	15,4	8,4	0,4	-10,4	-12,2

1.2 Гидрологические данные

Енисей – природная граница между Западной и Восточной Сибирью. Длина реки - 3487 км. Площадь водосборного бассейна составляет 2580 тыс км².

Питание реки смешанное:

- 36-38% - составляют осадки;
- Менее 50% - талый снег;
- До 16% - грунтовое питание.

В Таблице 1.2 представлен исходный гидрологический ряд за 50 лет наблюдений для реки Енисей. Каждый год гидрологического ряда представлен в виде средних расходов за каждый месяц.

Таблица 1.2 – Гидрологические данные по реке Енисей

Годы	Расходы в м ³ /с												Оср. Год
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1922	556	535	457	1439	3164	5512	4128	3595	3094	2643	1070	878	2256
1923	781	771	713	1940	6717	6120	3520	3091	1987	1486	899	738	2397
1924	643	609	547	2128	1897	11243	6699	2761	3847	2840	1379	1187	2982
1925	1021	1084	1046	4947	4245	4123	4719	3440	2411	1757	882	751	2536
1926	589	515	474	1351	5481	4091	3841	2905	2776	2003	1156	1037	2185
1927	790	713	699	1878	3200	5255	3955	3556	3941	1782	916	765	2288
1928	679	703	623	2004	2675	5599	4371	3634	3047	2545	1053	941	2323
1929	832	841	838	3133	7891	10722	2805	2844	2529	1679	1345	1054	3043
1930	907	1000	994	2880	3565	3949	3649	4021	3612	2914	1465	1270	2519
1931	1006	865	606	4509	8571	6207	3086	3149	2340	1437	864	695	2778
1932	601	562	440	2065	1835	5026	4545	3672	3659	1806	1087	957	2188
1933	808	851	776	2191	8436	9506	3183	2870	2764	1733	950	831	2908
1934	739	656	665	6451	6871	5859	3434	4215	4742	3505	1448	1353	3328
1935	889	892	900	2817	9745	12542	3149	3160	2058	1511	710	681	3255
1936	517	549	533	1502	2959	5373	4267	4409	3883	2742	1499	1403	2470

Окончание таблицы 1.2

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Оср. год
1937	988	1084	1098	3130	5790	7078	4215	2664	4977	3037	1585	1453	3092
1938	1046	1134	1063	3256	8941	8638	3409	3420	3000	1831	933	838	3126
1939	727	478	485	2567	8694	6484	3573	3711	4648	2938	1636	1502	3120
1940	1015	1098	968	3718	5067	5147	3001	2742	1683	1536	847	652	2290
1941	532	525	523	2003	3057	16341	3461	2837	3141	1708	1105	848	3007
1942	751	757	762	3506	8447	10590	2935	2782	2717	2406	1533	1403	3216
1943	964	1050	1028	2629	7953	5772	4302	4797	4601	3824	1688	1519	3344
1944	1172	922	769	2441	2868	5199	3962	3440	3117	1676	1036	861	2289
1945	763	747	751	3130	6253	7943	3000	3750	4177	3677	1671	1602	3122
1946	1145	1269	1271	3694	3380	3775	4858	3188	3471	2316	1122	1070	2547
1947	925	781	741	2755	8262	15900	3114	2858	3565	3480	1705	1635	3810
1948	1064	858	848	4386	6099	4817	3173	3315	2482	1560	830	778	2518
1949	652	623	512	1564	5744	10543	7254	5030	3930	2988	1507	987	3445
1950	850	872	862	3757	9250	6201	3057	3401	3070	2028	1139	967	2955
1951	814	825	744	2692	2855	5686	3642	3828	3329	2700	1173	1087	2448
1952	940	993	1011	3256	7026	5165	3347	3459	2820	1656	967	814	2621
1953	622	636	647	2943	7644	12853	2987	3207	3164	2463	1293	1020	3290
1954	865	936	924	5887	5172	3602	3781	3517	2953	1875	1019	824	2613
1955	703	724	634	2253	3082	8680	3218	3479	4130	2135	1602	1419	2672
1956	1208	882	879	3068	6408	4644	3121	2838	2811	1473	1190	997	2460
1957	874	969	959	3005	3813	4192	4267	4293	3171	1905	1276	798	2460
1958	715	788	779	3381	5944	5251	3607	3498	2100	1585	762	708	2427
1959	610	596	561	1627	2822	5616	4997	4673	4412	2883	1208	1004	2584
1960	841	909	793	3820	4554	5946	3694	3246	2905	2791	1551	1256	2692
1961	1109	1235	1219	4258	7335	6727	2826	2955	2623	1920	985	788	2832
1962	664	670	658	1815	2812	5581	3868	4043	3282	1789	1259	1020	2288
1963	823	798	807	3632	6680	6380	3260	3067	1934	1954	744	635	2560
1964	565	586	571	3569	6099	4296	6143	4905	3212	2151	1225	901	2852
1965	772	690	672	2316	9621	7110	2253	3282	2223	1659	779	721	2675
1966	631	646	596	1289	2880	5033	4927	5107	3235	2200	1242	914	2392
1967	799	811	821	3005	4060	5338	2913	3781	2858	1610	1002	804	2317
1968	691	680	682	2379	9930	6554	2531	3327	1893	1929	813	612	2668
1969	547	576	582	1690	3052	4435	6559	5283	5166	2381	1225	1104	2717
1970	856	734	727	6137	4863	4515	4694	4138	2293	1634	796	665	2671
1971	577	498	499	1752	3009	5425	5240	4991	3259	2249	1019	931	2454

Среднее значение стока за весь период наблюдений равно $2720 \text{ м}^3/\text{с}$.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.3 и на рисунках 1.1 и 1.2.

Таблица 1.3 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефов

Кривые связи площадей и объёмов		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
Zвб, м	W, км ³	Zнб, м	Q, м ³ /с	Zнб, м	Q, м ³ /с
131,7	0.0	131.7	0.0	131.7	0
153.2	5.4	135.0	665.0	135.0	950
168.0	10.8	137.0	1330.0	137.0	1900
179.2	16.2	138.5	1995.0	138.5	2850
188.5	21.6	139.7	2660.0	139.7	3800
196.7	27.0	140.6	3325.0	140.6	4750
203.9	32.4	141.5	3990.0	141.5	5700

Окончание таблицы 1.3

Кривые связи площадей и объёмов		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
210.4	37.8	142.2	4655.0	142.2	6650
226.8	48.6	142.8	5320.0	142.8	7600
231.7	54.0	143.4	5985.0	143.4	8550
236.6	59.4	143.9	6650.0	143.9	9500
243.0	64.8	144.4	7315.0	144.4	10450

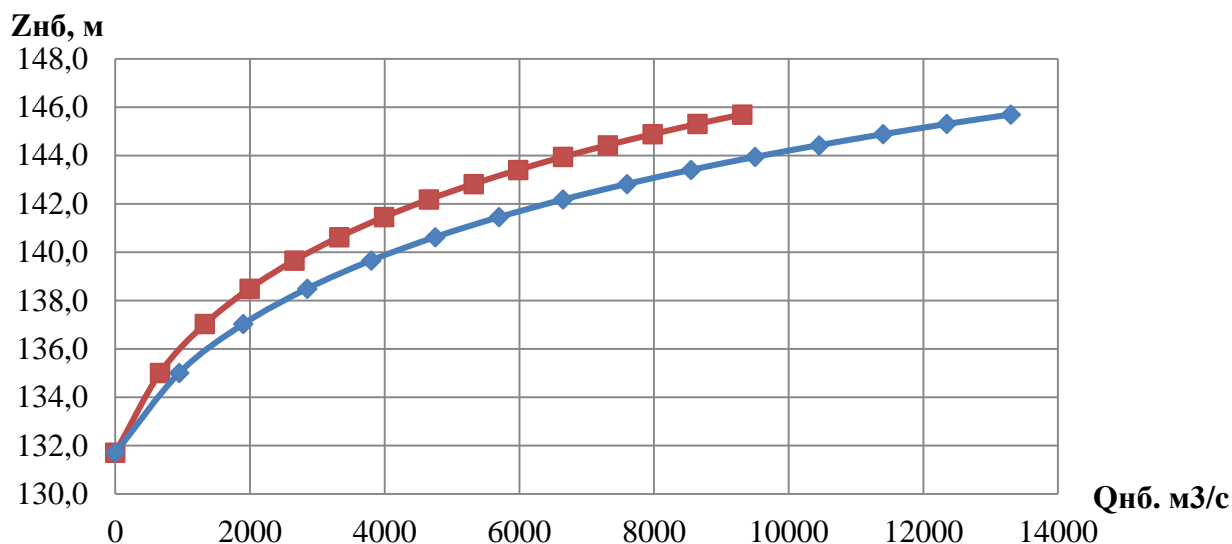


Рисунок 1.1 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа

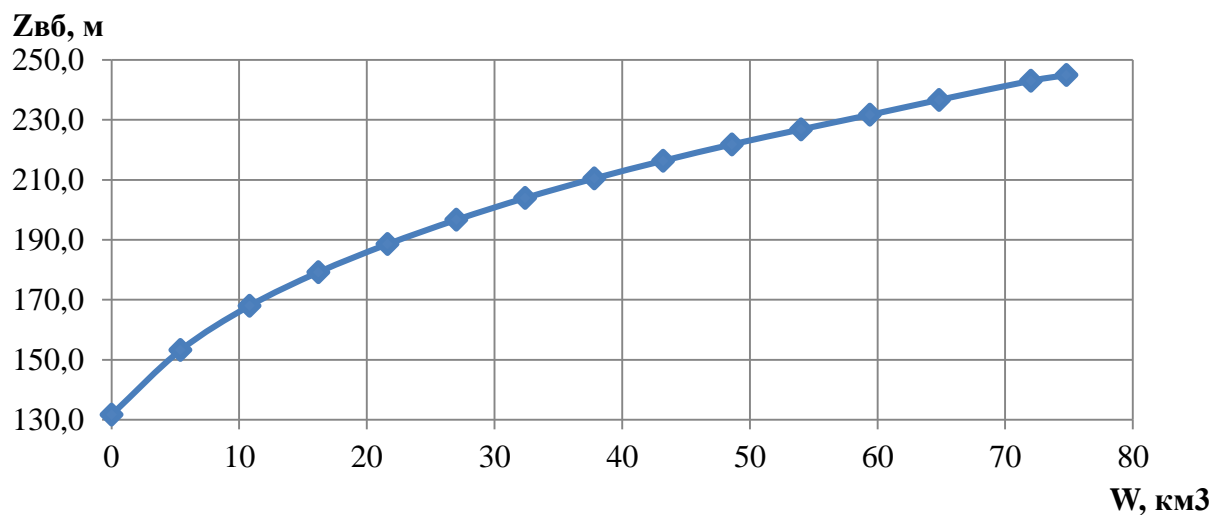


Рисунок 1.2 – Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Требования участников ВХК и потери воды

t, мес	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qвхк, м³/с	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
Q испар, м³/с	0	0	0	12	15	18	12	8	5	0	0	0
Q льда, м³/с	-8	-4	0	3	7	13	10	5	0	-6	-9	-11

Окончание таблицы 1.4

t, мес	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q фильтр, м ³ /с	2	2	2	5	5	5	5	5	5	2	2	2
Q шлюз, м ³ /с	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сумм, м ³ /с	119	1198	120	1220	1227	1236	122	1218	1210	1196	1193	119

Потери напора в водопропускных сооружениях $\Delta h = 0,4$ м.

1.3 Инженерно – геологические условия

В основании сооружения залегает милонит. Ширина по створу 1065 м.

1.4 Сейсмические условия

В соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-2012-Е) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Красноярской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 5 баллам шкалы MSK-64.

1.5 Данные по энергосистеме

Объединенная энергетическая система Сибири располагается на территории Сибирского Федерального округа и 12 субъектов Российской Федерации: республики Алтай, Бурятия, Тыва и Хакасия, Алтайский, Забайкальский и Красноярский края, Иркутская, Кемеровская, Новосибирская, Томская и Омская области.

Нормальный режим работы ОЭС Сибири в составе ЕЭС России достигается за счет перетоков мощности в размере до 2 млн. кВт по транзиту Сибирь — Урал — Центр. Это обеспечивает компенсацию годовой неравномерности энергоотдачи гидроэлектростанций за счет резервов единой энергосистемы, а также делает возможным использование регулировочного диапазона гидроэлектростанций ОЭС Сибири для регулирования нагрузки в ЕЭС России.

Промышленность региона находится на высоком уровне. Однако есть перспектива объединения ОЭС Сибири и ОЭС Востока, а также перспектива будущей передачи электроэнергии в Китай.

2 Водно-энергетические расчёты

2.1 Выбор расчётных гидрографов малого и среднего по водности года при заданной обеспеченности стока

Гидрологический ряд наблюдений приточности р. Енисей в створе Красноярской ГЭС за период 1922-1971 гг. представлен в таблице 1.2.

Год делится на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). За многоводные принимаются месяцы, в которых расход был больше или равен среднегодовому, остальные месяцы составляют маловодный период. В данном случае половодными принимаются IV, V, VI, VII, VIII месяцы. Для определения маловодного и средневодного года необходимо посчитать обеспеченность каждого среднегодового расхода. Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов указаны в таблице 2.1. График по полученным значениям представлен на рисунке 2.1.

Обеспеченность определяется по формуле:

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

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

n – общее число членов ряда.

Таблица 2.1 – Данные для построения кривых обеспеченности

m	P, %	Среднегодовой		Половодье		Межень	
		Год	$Q_{\text{ср.год}}, \text{м}^3/\text{с}$	Год	$Q_{\text{п}}, \text{м}^3/\text{с}$	Год	$Q_{\text{м}}, \text{м}^3/\text{с}$
1	2,0	1947	3810	1947	6076	1943	1679
2	3,9	1949	3445	1949	5678	1947	1545
3	5,9	1943	3344	1935	5579	1937	1541
4	7,8	1934	3328	1953	5466	1945	1535
5	9,8	1953	3290	1934	5262	1930	1425
6	11,8	1935	3255	1942	5163	1934	1394
7	13,7	1942	3216	1941	5140	1946	1366
8	15,7	1938	3126	1938	5111	1960	1357
9	17,6	1945	3122	1943	5009	1939	1294
10	19,6	1939	3120	1929	4987	1942	1269
11	21,6	1937	3092	1939	4946	1951	1224
12	23,5	1929	3043	1933	4825	1949	1212
13	25,5	1941	3007	1950	4789	1961	1209
14	27,5	1924	2982	1924	4763	1936	1207
15	29,4	1950	2955	1945	4709	1955	1203
16	31,4	1933	2908	1964	4704	1924	1201
17	33,3	1964	2852	1931	4644	1959	1144
18	35,3	1961	2832	1937	4642	1938	1141
19	37,3	1931	2778	1965	4468	1957	1130
20	39,2	1969	2717	1961	4454	1950	1120
21	41,2	1960	2692	1970	4440	1953	1114
22	43,1	1965	2675	1968	4436	1956	1105
23	45,1	1955	2672	1969	4364	1929	1098
24	47,1	1970	3810	1952	4179	1928	1091

Окончание таблицы 2.1

m	P, %	Среднегодовой		Половодье		Межень	
		Год	$Q_{ср.год}, м^3/с$	Год	$Q_{п}, м^3/с$	Год	$Q_{м}, м^3/с$
25	49,0	1968	2668	1963	4159	1925	1090
26	51,0	1952	2621	1954	4152	1954	1074
27	52,9	1954	2613	1955	4140	1944	1073
28	54,9	1959	2584	1948	4045	1969	1069
29	56,9	1963	2560	1960	4028	1952	1064
30	58,8	1946	2547	1959	4025	1966	1038
31	60,8	1925	2536	1925	3981	1922	1023
32	62,7	1930	2519	1958	3964	1940	1019
33	64,7	1948	2518	1971	3946	1962	1010
34	66,7	1936	2470	1923	3896	1964	1000
35	68,6	1957	2460	1956	3815	1933	992
36	70,6	1956	2460	1957	3790	1948	990
37	72,5	1971	2454	1966	3745	1967	975
38	74,5	1951	2448	1936	3732	1926	962
39	76,5	1958	2427	1946	3728	1971	962
40	78,4	1923	2397	1951	3672	1963	960
41	80,4	1966	2392	1967	3659	1927	944
42	82,4	1928	2323	1927	3631	1935	931
43	84,3	1967	2317	1930	3613	1931	912
44	86,3	1940	2290	1962	3567	1932	909
45	88,2	1944	2289	1940	3560	1970	902
46	90,2	1962	2288	1928	3555	1968	901
47	92,2	1927	2288	1944	3505	1923	898
48	94,1	1922	2256	1922	3489	1958	890
49	96,1	1932	2188	1932	3467	1965	882
50	98,0	1926	2185	1926	3408	1941	874

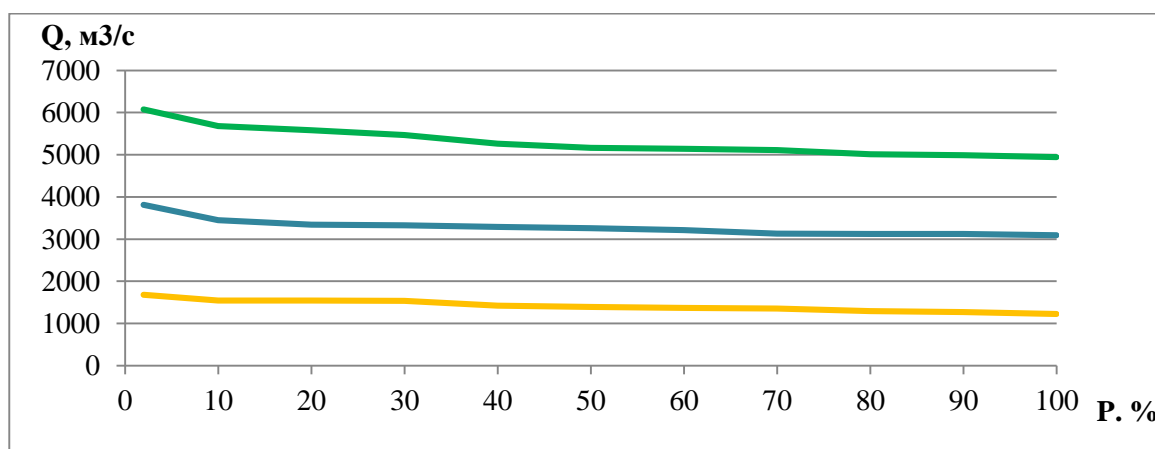


Рисунок 2.1 – Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

По расчетным обеспеченностям определяются маловодный и средневодный год. За маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, т.е. принимается 1962 год.

Для 1962 года:

$$\alpha_{п} = \frac{Q_{п,90\%}}{Q_{п,1962}} = 0,997 \quad (2.2)$$

$$\alpha_{м} = \frac{Q_{м,90\%}}{Q_{м,1962}} = 0,90 \quad (2.3)$$

За средневодный год принимается год с обеспеченностью 50 %, т.е. принимается 1952 год.

Для 1952 года:

$$\alpha_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п},50\%}}{Q_{\text{п},1952}} = 0,99 \quad (2.4)$$

$$\alpha_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м},50\%}}{Q_{\text{м},1952}} = 1,01 \quad (2.3)$$

Выбрав окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного годов, необходимо уточнить годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты. По этим значениям строятся гидрографы маловодного и средневодного года рисунок 2.2. Данные по расчетам маловодного и средневодного года приведены в таблице 2.2 и 2.3 соответственно.

Таблица 2.2 – Маловодный год с 90 % обеспеченностью с приведением и без

месяц	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III
Q, м ³ /с	1815	2812	5581	3868	4043	3282	1789	1259	1020	664	670	658
Qпр,	1809	2803	5562	3855	4030	3271	1596	1123	910	592	598	587

Таблица 2.3 – Средневодный год с 50 % обеспеченностью с приведением и без

месяц	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	I	II	III
Q, м ³ /с	3256	7026	5165	3347	3459	2820	1656	967	814	940	993	1011
Qпр,	2485	4881	5732	3926	4137	3302	1672	1226	1022	949	1003	1021

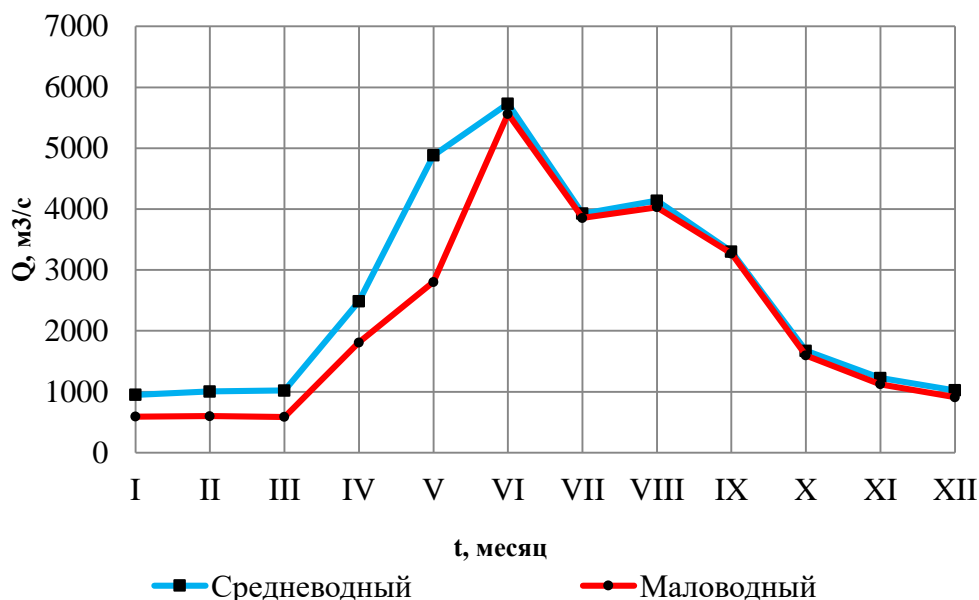


Рисунок 2.2 – Гидрографы маловодного и средневодного года

2.2 Построение суточных графиков нагрузки и интегральная кривая нагрузки энергосистемы

Суточные графики нагрузки скачиваются с сайта системного оператора so-urs.ru в соответствии заданной реальной энергосистемой России для зимнего (24.12.15) и летнего (23.07.15) месяцев.

Интегральная кривая нагрузки характеризует зависимость прироста суточной выработки от прироста нагрузки энергосистемы. Интегральные кривые нагрузки строятся по данным, полученным в результате ранжирования мощности по убыванию, делению её на зоны, соответствующим приращениям нагрузки и выработке электроэнергии в данных зонах. Данные для построения графика нагрузки и ИКН летнего периода представлены в таблице 2.4, для зимнего периода в таблице 2.5. План потребления электроэнергии приведен для зимнего и летнего периода на рисунках 2.3 и 2.4 соответственно.

Таблица 2.4 – Данные для построения ИКН летних суток

Время московское	Мощность генерации, МВт	ΔP ранж, МВт	Δt	$\Delta \mathcal{E}$, МВт·ч	\mathcal{E} , МВт·ч	P, МВт
23.07.2015 0:00	18447				0	0
23.07.2015 1:00	18272	21	1	21	21	21
23.07.2015 2:00	18391	11	2	22	43	32
23.07.2015 3:00	18907	43	3	129	172	75
23.07.2015 4:00	19182	157	4	628	800	232
23.07.2015 5:00	19795	65	5	325	1125	297
23.07.2015 6:00	20075	80	6	480	1605	377
23.07.2015 7:00	20351	9	7	63	1668	386
23.07.2015 8:00	20340	0	8	0	1668	386
23.07.2015 9:00	20372	7	9	63	1731	393
23.07.2015 10:00	20297	125	10	1250	2981	518
23.07.2015 11:00	20140	9	11	99	3080	527
23.07.2015 12:00	19986	50	12	600	3680	577
23.07.2015 13:00	19986	32	13	416	4096	609
23.07.2015 14:00	19845	432	14	6048	10144	1041
23.07.2015 15:00	19995	149	15	2235	12379	1190
23.07.2015 16:00	19979	239	16	3824	16203	1429
23.07.2015 17:00	19854	36	17	612	16815	1465
23.07.2015 18:00	19763	460	18	8280	25095	1925
23.07.2015 19:00	19331	56	19	1064	26159	1981
23.07.2015 20:00	18943	89	20	1780	27939	2070
23.07.2015 21:00	18302	30	21	630	28569	2100
23.07.2015 22:00	18195	33	22	726	29295	2133
23.07.2015 23:00	18239	44	23	1012	30307	2177

Таблица 2.5 – Данные для построения ИКН зимних суток

Время московское	Мощность генерации, МВт	ΔP ранж, МВт	Δt	$\Delta \mathcal{E}$, МВт·ч	\mathcal{E} , МВт·ч	P, МВт
23.12.2015 0:00	25227	-		-	0	0
23.12.2015 1:00	25344	62	1	62	62	62
23.12.2015 2:00	25751	122	2	244	306	184
23.12.2015 3:00	26018	161	3	483	789	345
23.12.2015 4:00	26293	149	4	596	1385	494
23.12.2015 5:00	26878	298	5	1490	2875	792
23.12.2015 6:00	27250	28	6	168	3043	820
23.12.2015 7:00	27980	68	7	476	3519	888
23.12.2015 8:00	27952	4	8	32	3551	892
23.12.2015 9:00	27769	111	9	999	4550	1003
23.12.2015 10:00	27657	52	10	520	5070	1055
23.12.2015 11:00	27717	60	11	660	5730	1115
23.12.2015 12:00	27880	407	12	4884	10614	1522
23.12.2015 13:00	28427	230	13	2990	13604	1752
23.12.2015 14:00	28710	142	14	1988	15592	1894
23.12.2015 15:00	28772	197	15	2955	18547	2091
23.12.2015 16:00	28588	340	16	5440	23987	2431
23.12.2015 17:00	28278	48	17	816	24803	2479
23.12.2015 18:00	27884	275	18	4950	29753	2754
23.12.2015 19:00	27020	267	19	5073	34826	3021
23.12.2015 20:00	26681	119	20	2380	37206	3140
23.12.2015 21:00	26341	288	21	6048	43254	3428
23.12.2015 22:00	25632	109	22	2398	45652	3537
23.12.2015 23:00	25235	8	23	184	45836	3545

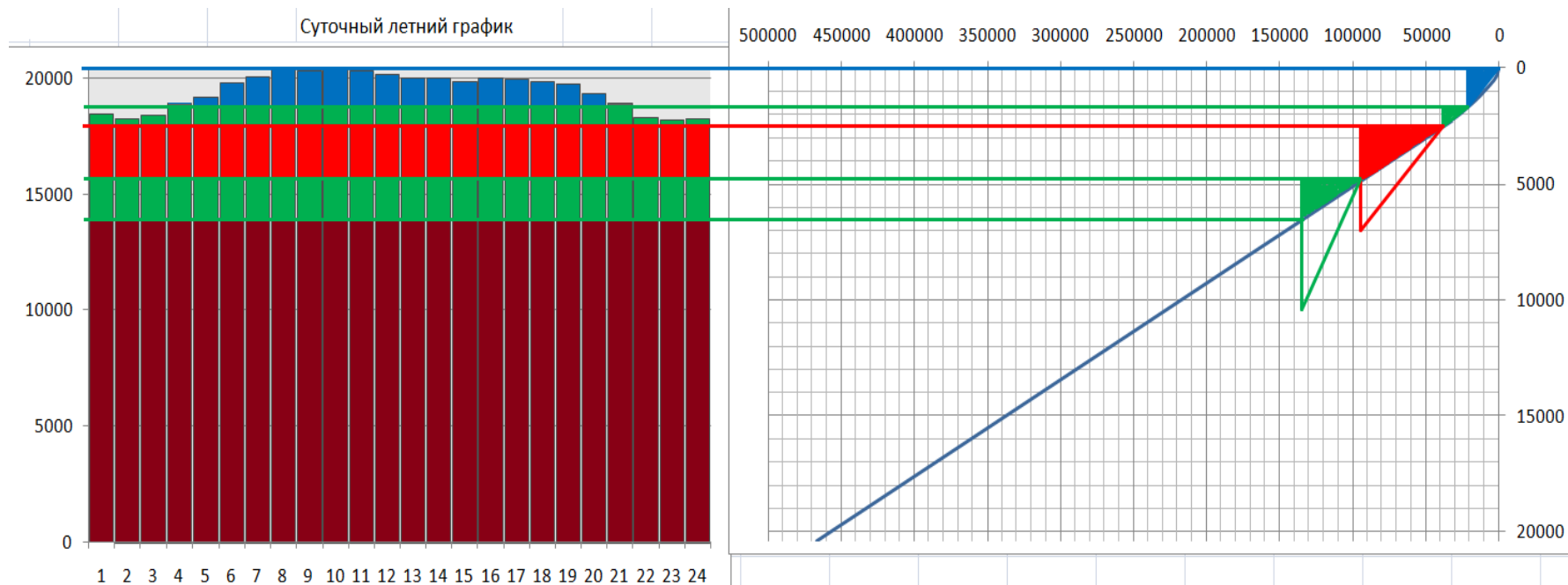


Рисунок 2.3 – Суточный график нагрузки и ИКН для летнего периода

Примечание: синим цветом обозначена Красноярская ГЭС. В пике работа составляет 1500 МВт. Зеленым цветом обозначена Саяно-Шушенская ГЭС. В пике работа составляет 800 МВт и в базе вырабатывает мощность 1700 МВт. Красным цветом указана Братская ГЭС с базовой мощностью 2300 МВт.

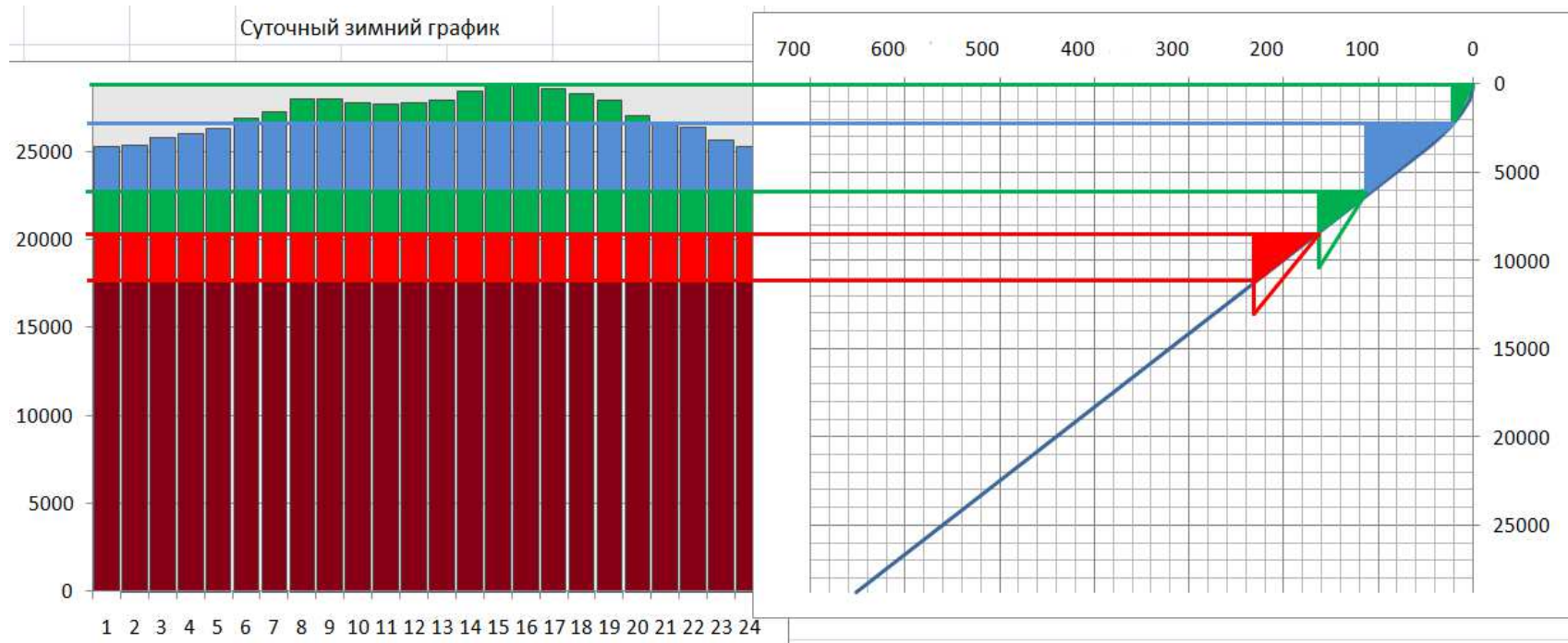


Рисунок 2.4 – Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода

Примечание: синим цветом обозначена Красноярская ГЭС. Она работает в полупике и базе с мощностью 4000 МВт. Зеленым цветом обозначена Саяно-Шушенская ГЭС. В пиковой части 2200 МВт, в базе 2500 МВт. Красным цветом обозначена Братская ГЭС. Работа в базе равна 2600 МВт

2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Для максимальной нагрузки:

$$P_3^{max} = 28772 \text{ МВт}; P_L^{max} = 20372 \text{ МВт}$$

$$a = \frac{P_3^{max} + P_L^{max}}{2} = \frac{28772 + 20372}{2} = 24572 \quad (2.4)$$

$$b = \frac{P_3^{max} - P_L^{max}}{2} = \frac{28772 - 20372}{2} = 4200 \quad (2.5)$$

Для средней нагрузки:

$$P_3^{cp} = 25663 \text{ МВт}; P_L^{cp} = 17842 \text{ МВт}$$

$$a = \frac{P_3^{cp} + P_L^{cp}}{2} = \frac{25663 + 17842}{2} = 21753 \quad (2.6)$$

$$b = \frac{P_3^{cp} - P_L^{cp}}{2} = \frac{25663 - 17842}{2} = 3911 \quad (2.7)$$

По формуле:

$$P_t = a + b \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ), \quad (2.8)$$

где t – номер месяца в году от 1 до 12, считается максимальная и средняя нагрузка для каждого месяца.

В таблице 2.6 представлены данные для построения годовых графиков нагрузки. На рисунке 2.5 показан график годовых нагрузок

Таблица 2.6 – Данные для построения годовых графиков нагрузки

t, мес.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P_t^{max} , МВ	28629	27542	25659	23485	21602	20515	20515	21602	23487	25657	27542	28629
P_t^{cp} , МВт	27333	26233	24381	22262	20428	19353	19353	20428	22264	24379	26233	27333

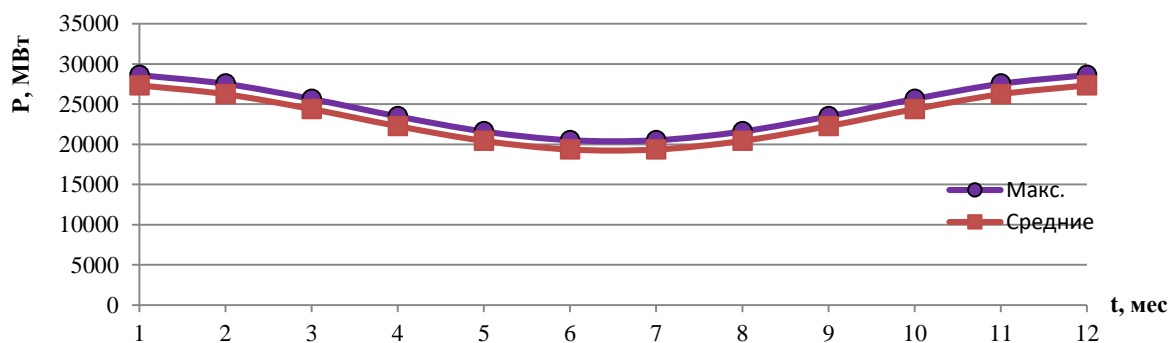


Рисунок 2.5 – График годовых нагрузок

2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Для выбранного года вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{полез}} \cdot H, \quad (2.9)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,7$;

H – подведенный напор;

$Q_{\text{полез}}$ – полезный бытовой расход.

Подведенный напор:

$$H = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h, \quad (2.10)$$

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

$Z_{\text{НБ}}$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по кривой связи;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Также необходимо рассчитать мощность ГЭС с учётом требований ВХК:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H, \quad (2.11)$$

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

Расчеты сведены в таблицу 2.9.

Таблица 2.9 – Расчёт режимов ГЭС с учетом требований ВХК

Построение баланса энергии													Суммы
t, мес	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Q быт(90%), м ³ /с	592	598	587	1809	2803	5562	3855	4030	3271	1596	1123	910	
Q испар, м ³ /с	0	0	0	12	15	18	12	8	5	0	0	0	
Q льда, м ³ /с	-8	-4	0	3	7	13	10	5	0	-6	-9	-11	
Q фильтр, м ³ /с	2	2	2	5	5	5	5	5	5	2	2	2	
Q шлюз, м ³ /с	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Qполез, м ³ /с	578	588	581	1783	2778	5540	3836	4010	3253	1584	1108	893	26532
Ограничения по водохозяйственному комплексу (ВХК)													
Qвхк, м ³ /с	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	14400
Режим работы по водотоку													
Zвб, м	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	
Zнб, м	134	134	134	136	138	142	140	140	139	137	136	135	
H, м	108	108	108	106	104	101	102	102	103	105	106	107	
Nбыт, МВт	543	551	545	1640	2512	4851	3418	3565	2921	1445	1024	830	23845
Режим работы по ВХК													
Nвхк, МВт	1105	1105	1105	1117	1117	1117	1117	1117	1117	1105	1105	1105	13332
Nбыт-Nвхк, МВт	-563	-554	560	523	1395	3734	2302	2448	1805	339	-82	-276	10512
t, мес	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	

Из таблицы 2.9 видно, что сработку следует начинать с XI месяца.

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК.

На рисунке 2.6 отображена работа проектируемой ГЭС с учетом перераспределения энергий.

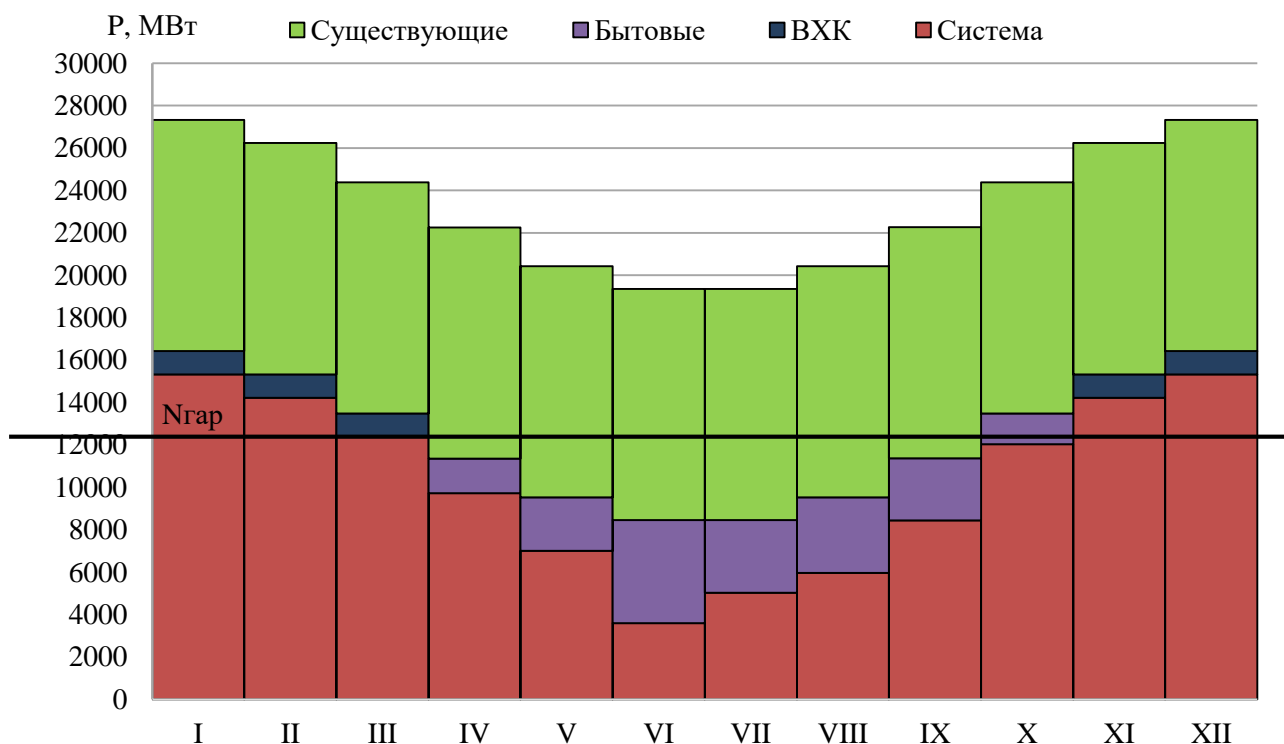


Рисунок 2.6 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС, с учётом перераспределения бытовых мощностей

2.5 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по маловодному году

Главная задача водно-энергетических расчётов – определение гарантированных мощностей для каждого месяца, минимального уровня сработки водохранилища (отметка УМО), среднемноголетней выработки. Также на основе данного расчёта происходит определение установленной мощности проектируемой станции.

Целью ВЭР по маловодному году является определение гарантированной мощности ГЭС, отметки УМО и полезного объема водохранилища.

Обязательным условием для водно-энергетических расчетов является равенство уровней ВБ в водохранилище в начале и в конце расчетного периода регулирования. За начало сработки принимается 11 месяц, т.к. $Q_{ВХК} > Q_{быт}$.

Расчёт начинается с момента, когда водохранилище наполнено, т.е., с отметки НПУ=243 м.

Сработка средневодного года производится двумя способами:

1. Работа ГЭС с мощностями, равными мощностям, принятым в маловодном году.

2. Работа ГЭС по режиму уровня в расчетном маловодном году.

За конечный вариант принимается тот способ, в котором больше среднемноголетняя выработка электроэнергии. Сработка за маловодный и средневодные годы представлена в приложении. (Приложение А, таблица А.1, А.2, А.3).

Выработка в средневодном году при сработке по мощностям получилась равной 17,4 млрд.кВт·ч. При сработке по отметкам равной 14,7 млрд.кВт·ч. Следовательно сработку будем осуществлять по первому способу.

График сработки – наполнения за маловодный и средневодный год представлен на рисунке 2.7.

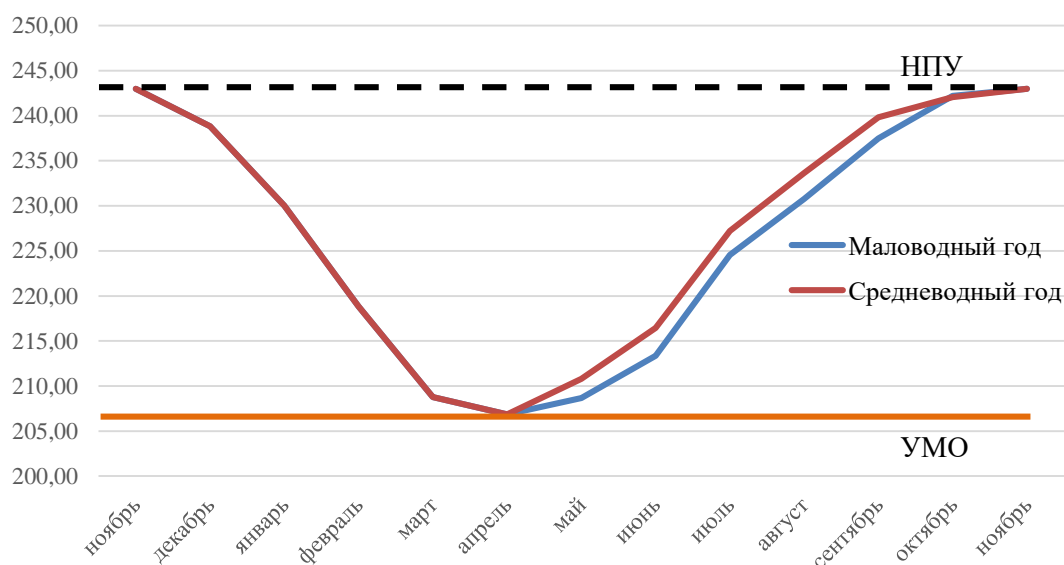


Рисунок 2.7 – График сработки – наполнения водохранилища

2.6 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

Для энергосистемы Сибири нагрузочный резерв составляет 1,2 %, аварийный составляет 7 %. С учётом этого рассчитаем установленную мощность проектируемой Кузбасской ГЭС:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{выт.раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС} = 4100 \text{ МВт} \quad (2.12)$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ТЭС} = N_{раб.}^{ТЭС} + N_{ав.рез.}^{ТЭС} + N_{нагр.рез.}^{ТЭС} \quad (2.13)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования производится с учётом особенностей использования электроэнергии в стране. Ремонт оборудования ГЭС производится в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е., когда на ГЭС имеется свободная мощность.

В России – это конец лета и осень. При этом согласно стандартам РусГидро продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 30 дней, а частота их проведения-1 раз в 6 лет.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{8} \cdot 1 \text{мес} = \frac{2100}{8} = 912,5 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.14)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{4} \cdot 1 \text{мес} = \frac{162}{4} = 1000 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год} \quad (2.15)$$

Баланс мощности представлен на рисунке 2.8.

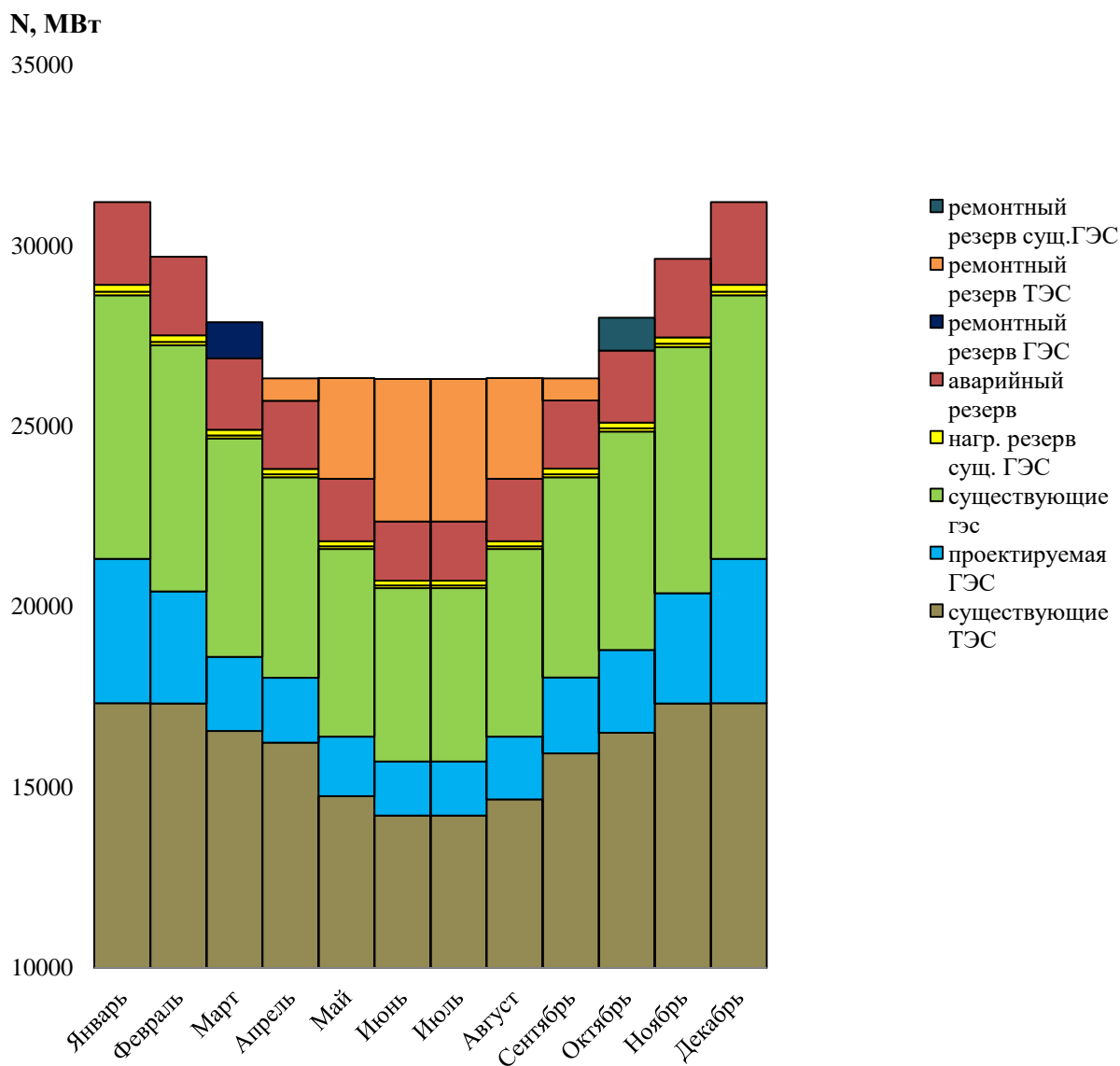


Рисунок 2.8 – Баланс мощности

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

Режимное поле – область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, наполненным до отметки НПУ, нижней - при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО. Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = \nabla ВБ - z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где $\nabla ВБ$ – отметка уровня воды в верхнем бьефе ($\nabla ВБ = \nabla НПУ = 243$ м);
 $z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка уровня воды в НБ в зависимости от расхода в НБ;
 Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход воды, определяемый заданным ограничением по условиям санитарного пускона: $Q_{min} = 600 \text{ м}^3/\text{с}$.

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности имеет следующий вид:

$$Q_{ГЭС} = \frac{N_{уст}}{k_N \cdot H_{ГЭС}}, \quad (3.2)$$

где $N_{уст}$ – установленная мощность Красноярской ГЭС;

k_N – коэффициент мощности;

$H_{ГЭС}$ – напор на ГЭС выбирается произвольно.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

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

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальный расход через ГЭС. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

H_p – расчётный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора.

Результаты расчёта режимного поля представлены в таблице 3.1 и на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчёта режимного поля проектируемой станции

$Q_{НБ}, \text{м}^3/\text{с}$	$z_{НБ}, \text{м}$	$H^{\nabla НПУ}, \text{м}$	$H^{\nabla УМО}, \text{м}$	$H^p, \text{м}$	$H_{ГЭС}, \text{м}$	$Q_{ГЭС}, \text{м}^3/\text{с}$	$H_{ГЭС}, \text{м}$	$Q_{ГЭС}, \text{м}^3/\text{с}$
0	131,7	110,9	74,7	92,3	110,0	4305,1	81,0	5873,0
665	135,0	107,6	71,4	89,0	106,0	4467,5	78,0	5763,2
1330	137,0	105,6	69,4	87,0	102,0	4642,7	75,0	5651,3
1995	138,5	104,1	67,9	85,5	98,0	4832,2	72,0	5537,1
2660	139,7	102,9	66,8	84,4	94,0	5037,8	69,0	5420,5
3325	140,6	102,0	65,8	83,4	90,0	5261,7	66,0	5301,3
3990	141,5	101,1	65,0	82,6	86,0	5506,5	63,0	5179,5
4655	142,2	100,4	64,3	81,8	82,0	5775,1	60,0	5054,6
5320	142,8	99,8	63,6	81,2	78,0	6071,2	57,0	4926,7
5985	143,4	99,2	63,0	80,6	74,0	6399,4	54,0	4795,3

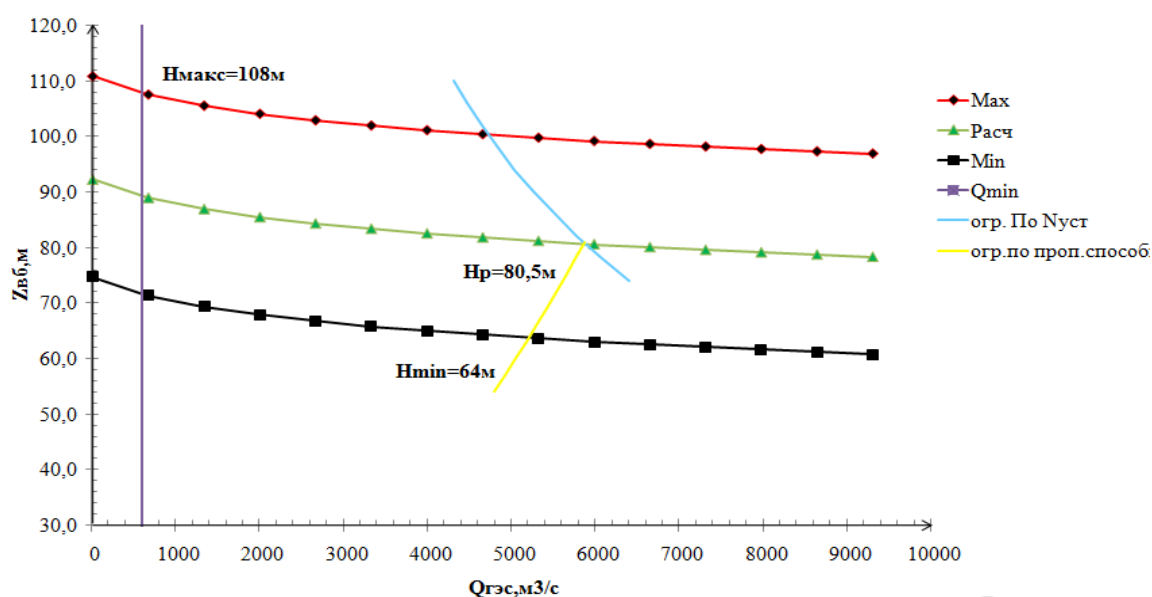


Рисунок 3.1 – Режимное поле

Из построенного режимного поля определяются величины, приведённые в таблице 3.2.

Таблица 3.2 Определённые величины из режимного поля

Название	Значение
$H_{max}, \text{м}$	108
$H_{расч}, \text{м}$	80,5
$H_{min}, \text{м}$	64
$Q_{max}, \text{м}^3/\text{с}$	5800

3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Основным критерием, по которому выбирается та или иная гидротурбина, является предельный напор $H_{пред}$, при котором работает турбина. А также

отношение минимального напора на станции H_{min} к предельному напору $H_{пред}$, при котором может гидротурбина, которое не должно превышать определённого значения.

Диапазону напоров соответствуют турбины:

- радиально-осевая РО-115-В
- поворотно-лопастная ПЛД-115-В. Данную турбину изначально в расчёт не берём, так как она не прошла кавитационных испытаний.

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

Для РО-115-В:

$$\frac{H_{min}}{H_{пред}} = \frac{64}{108} = 0,61 > 0,60.$$

3.2.1 Выбор номинального диаметра и основных характеристик гидротурбины, определение частоты вращения, рабочей зоны на универсальной характеристике

Для дальнейших расчётов берутся параметры моделей для соответствующих гидротурбин. Параметры приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		РО-115-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{пред}, \text{ м}$	115
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,6
Оптимальная приведенная частота	$n'_{1 opt}, \text{ об/м}$	75
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1 opt}, \text{ л/с}$	900
Оптимальный КПД модели	$\eta_{m opt}$	0.927
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, \text{ л/с}$	1080
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1max})$	0,15
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1 m}, \text{ м}$	0,5156
Напор модельной турбины	$H_{мод}, \text{ м}$	4
Температура	$t_{мод}, \text{ }^\circ\text{C}$	2
Коэффициент вязкости	$\nu_{мод}$	1,678

Затем проводится расчёт и строится рабочее поле каждой турбины на универсальной характеристике.

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняются расчеты для ряда стандартных диаметров для каждого типа турбин.

КПД натурной турбины η_T :

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right), \quad (3.4)$$

где η_M, D_{1M}, H_M – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

D_1, H_p^N – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

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

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

Мощность одного агрегата:

$$N_a = 9,81 Q'_{1p} D_1^2 H_p^N \sqrt{H_p^N \eta_T \eta_G^{cp}}, \quad (3.5)$$

где Q'_{1p} – приведенный расход в расчетной точке;

η_G^{cp} – средний КПД генератора (предварительно принимаем $\eta_G = 0,97$).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов:

$$Z'_a = \frac{N_{гэс}^{уст}}{N_a}, \quad (3.6)$$

где $N_{гэс}^{уст} = 4100$ МВт – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов Z'_a округляется в большую сторону Z_a . Рекомендуется принимать кратное 2 или 3 для того, чтобы главная схема электрических соединений была симметричной.

После чего уточняется мощность агрегата:

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

Частота вращения турбины:

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

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

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

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения по известному стандартному ряду [1].

Далее определяется минимальная, расчётная и максимальная приведённая частота вращения:

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.9)$$

где n_c – стандартное значение синхронной частоты вращения;

H – напор на станции, соответствует H_{max} , H_p и H_{min} .

Произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{г\text{ср}}} \quad (3.10)$$

Приведённый расход:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.11)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Ниже представлены результаты расчетов параметров натуральных гидротурбин (Таблица 3.4).

Таблица 3.4 – Результаты расчётов натуральных гидротурбин

Параметр	PO-115-B					
	6,7	7,1	7,5	8	8,5	9
КПДг	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
N'agr	309229,08	347405,97	387811,32	441452,74	498578,31	559189,11
Z'	13,26	11,80	10,57	9,29	8,22	7,33
Z	14	12	12	10	9	8

Окончание таблицы 3.4

Параметр	PO115-B					
	292857,14	341666,67	341666,67	410000,00	455555,56	512500,00
Δl	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,06
n' синх	103,10	97,31	92,14	86,40	81,34	76,83
n синх	107,10	100,00	93,80	88,20	83,30	78,90
n' max	87,38	86,44	85,63	85,87	86,15	86,38
n' расч	77,91	77,07	76,35	76,56	76,81	77,02
n' min	67,27	66,54	65,92	66,10	66,32	66,49
$Q \cdot КПД_p$	0,949	0,986	0,884	0,932	0,917	0,921
$Q \cdot КПД_{max}$	0,611	0,635	0,569	0,600	0,590	0,592

3.3 Определение отметки установки рабочего колеса

Отметка установки Р.К. рассчитывается для турбины PO-115-B. Определяется допустимая высота отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - 1,5 \quad (3.12)$$

Высота отсасывания определяется для трёх наиболее опасных режимах:

1) Работа $Z_a = 1$ при его полной нагрузке и H_p

На ГУХ находится точка, соответствующая Q_{max} и H_p . Приведённая частота, соответствующая H_p :

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}} = \frac{93,8 \cdot 7,5}{\sqrt{1,05 \cdot 80,5}} = 76,35 \text{ об/мин} \quad (3.13)$$

Приведённый расход при полной нагрузке агрегата $Q'_p = 0,963 \text{ м}^3/\text{с}$.

Расход через турбину равен:

$$Q = Q'_p \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_p} = 0,963 \cdot 7,5^2 \cdot \sqrt{80,5} = 433,93 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.14)$$

Определяется $\sigma=0,12$. По кривой связи нижнего бьефа определяется $Z_{нб}(Q_a) = 134,3 \text{ м}$

Определяется высоту отсасывания (3.12):

$$H_S = 10,33 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H + 1,5 = 10,33 - \frac{134,3}{900} - 0,12 \cdot 80,5 - 1,5 = -2,19 \text{ м}$$

$$Z_{уст} = Z_{НБ}(Q_p) + H_s = 134,3 - 2,19 = 132,11 \text{ м}; \quad (3.15)$$

2) Работа $Z_a = 1$ при его полной нагрузке и H_{max}

На ГУХ находится точка, соответствующая Q_{max} и H_{max} . Приведённая частота, соответствующая H_{max} :

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{max}}} = \frac{93,8 \cdot 7,5}{\sqrt{1,05 \cdot 108}} = 65,92 \text{ об/мин}$$

Приведённый расход при полной нагрузке агрегата и этой частоте вращения $Q'_{max} = 0,658 \text{ м}^3/\text{с}$

Расход через турбину равен:

$$Q = Q'_{max} \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_{max}} = 0,952 \cdot 7,5^2 \cdot \sqrt{41,2} = 395 \text{ м}^3/\text{с};$$

Определяется $\sigma=0,08$. По кривой связи нижнего бьефа определяется $Z_{НБ}(Q_a) = 133,8 \text{ м}$.

Определяется высота отсасывания (3.12):

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - 1\sigma H - 1,5 = 10,33 - \frac{133,8}{900} - 0,08 \cdot 108 - 1,5 = -1,17 \text{ м}$$

$$Z_{уст} = 133,8 + (-1,17) = 132,63 \text{ м}$$

3) Работа $Z_a = 1$ с минимальной нагрузкой и H_{min}

На ГУХ находится точка, соответствующая Q_{min} и H_{min} . Приведённая частота, соответствующая H_{min} :

$$n'_I = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{min}}} = \frac{93,8 \cdot 7,5}{\sqrt{1,05 \cdot 64}} = 85,63 \text{ об/мин}$$

Приведённый расход при полной нагрузке агрегата и этой частоте вращения $Q'_{min} = 0,963 \text{ м}^3/\text{с}$;

Расход через турбину равен:

$$Q = Q'_{min} \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_{min}} = 1,8 \cdot 7,5^2 \cdot \sqrt{29,8} = 499,10 \text{ м}^3/\text{с};$$

Определяется $\sigma=0,12$. По кривой связи нижнего бьефа определяется $Z_{НБ}(Q_a) = 134 \text{ м}$

Определяется высота отсасывания (3.12):

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})}{900} - \sigma H - 1,5 = 10,33 - \frac{134}{900} - 0,12 \cdot 64 - 1,5 = -0,21 \text{ м}$$

$$Z_{\text{уст}} = 134 + (-0,21) = 133,79 \text{ м}$$

Из всех высот отсасывания выбирается та, которая обеспечивает бескавитационную работу во всех рассматриваемых режимах работы. Причём, $H_s \geq -8 \text{ м}$, так как дальнейшее заглубление подводной части экономически неоправданно.

Результаты расчетов приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчета высоты отсасывания

Турбина	PO115-B-670	PO115-B-750	PO115-B-800	PO115-B-850	PO115-B-900
$H_{s1}, \text{ м}$	-1,05	-1,17	-1,25	-1,33	-1,41
$H_{s2}, \text{ м}$	-1,37	-0,21	-1,57	-0,69	-1,03
$H_{s3}, \text{ м}$	-4,08	-2,19	-3,88	-3,56	-3,80

Проанализировав все результаты, окончательно принимается к установке гидротурбина PO115-B-750. Она имеет оптимальное количество агрегатов, высокий КПД. Так же, отметка установки рабочего колеса находится в пределах нормы: $\geq -8 \text{ м}$ и по сравнению с другими диаметрами имеет наиболее экономически выгодную высоту отсасывания.

3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

По полученным параметрам гидротурбины выбирается серийный тип гидрогенератора по справочным данным. Основные критерии, по которым производится выбор генератора, это его синхронная частота вращения, которая должна совпадать с синхронной частотой вращения турбины, и активная мощность генератора, которая должна совпадать с мощностью турбины.

Мощность генератора может варьироваться в 10% от мощности турбины.

Мощность турбины $N = 341667 \text{ кВт}$;

Синхронная частота вращения $n = 93,8$;

По справочным данным выбран гидрогенератор СВ-1548/203-64. Паспорт гидрогенератора приведён в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Паспорт гидрогенератора СВ-1548/203-64

Тип	$S_{\text{ном}}, \text{ МВА}$	$P_{\text{ном}}, \text{ МВт}$	$\cos \varphi$	$U, \text{ кВ}$	$n, \text{ об/мин}$	КПД, %	Вес ротора, т	Исполнение
СВ-1548/203-64	370	333	0,9	15,75	93,8	98,7	412,5	Зонтичный

3.5 Гидромеханический расчёт спиральной камеры

Диаметр спиральной камеры на входе:

$$D_{\text{с.к.вх}} = 1,375 \cdot D_1 = 1,375 \cdot 7,5 = 10,31 \text{ м.} \quad (3.16)$$

Угол охвата спиральной камеры: $\varphi_{\text{с.к}} = 351^\circ$.

Ширина спиральной камеры:

$$B_{\text{сп}} = 3,522 \cdot D_1 = 3,522 \cdot 7,5 = 26,415 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Длина отсасывающей трубы:

$$L = 4,364 \cdot D_1 = 4,364 \cdot 7,5 = 32,73 \text{ м.} \quad (3.18)$$

Ширина отсасывающей трубы на выходе:

$$B_1 = 2,997 \cdot D_1 = 2,997 \cdot 7,5 = 22,48 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = 1,876 \cdot D_1 = 1,876 \cdot 7,5 = 14,07 \text{ м.} \quad (3.20)$$

Диаметр и радиус расположения входных кромок статора:

$$D_a = 11,5 \text{ м,}$$

$$r_a = 5,75 \text{ м.}$$

Диаметр и радиус расположения выходных кромок статора:

$$D_b = 10 \text{ м,}$$

$$r_b = 5 \text{ м.}$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 2,37 + 0,0033 \cdot 7,5 = 2,39 \text{ м,} \quad (3.21)$$

где b_0 – высота направляющего аппарата

$$b_0 = 0,316 \cdot D_1 = 0,316 \cdot 7,5 = 2,37 \text{ м.} \quad (3.22)$$

Определение полного расхода через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_p = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta} = \frac{341667}{9,81 \cdot 80,5 \cdot 0,94} = 460,27 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.23)$$

где N – номинальная мощность турбины ($N = 341667$ кВт).

Определение расхода через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{460,27 \cdot 351}{360} = 448,76 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.24)$$

Определение площади входного поперечного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{V_{\text{вх}}} = \frac{448,76}{8} = 56,1 \text{ м}^2. \quad (3.25)$$

Определение ширины подвода:

$$B' = 2,928 \cdot D_1 = 2,928 \cdot 7,5 = 21,96 \text{ м}. \quad (3.26)$$

3.6 Расчет деталей и узлов гидротурбины

3.6.1 Расчет вала на прочность

Расчет вала на прочность необходимо производить с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительно рассчитывается наружный диаметр вала:

$$D'_B \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{\text{кр}}}{\tau_{\text{доп}}} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{35,5}{32} \right) = 1,8 \text{ м} \quad (3.27)$$

где $\tau_{\text{доп}} = 32$ МПа;

$M_{\text{кр}}$ – крутящий момент, определяется по формуле:

$$M_{\text{кр}} = 0,00974 \cdot \frac{N_a}{n_c} = 0,00974 \cdot \frac{341667}{93,8} = 35,5 \text{ кН} \cdot \text{м} \quad (3.28)$$

Значение диаметра полученное по формуле (3.27) округляется до стандартизированного значения $D_B = 1,9$ м.

3.6.2 Расчет подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок. Предпочтительнее всего устанавливать подшипник на водяной смазке. Для того, чтобы определиться с типом подшипника производится расчёт для сегментного и кольцевого подшипника.

Радиальная сила на рабочем колесе $R_{рад}$:

$$R_{рад} = 0,8 \cdot \frac{N_a}{n_c \cdot D_1} = 388,53 \text{ кН} \quad (3.29)$$

Принимается диаметр вала под подшипником с учетом облицовки $d_{п} = 1,917$ м.

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п} \cdot h_{п}} \leq [p_{уд}] \quad (3.30)$$

где $h_{п}$ – высота подшипника, равная 600 мм, для данного диаметра вала.

Допустимое $[p_{уд}]$ для кольцевого подшипника:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{в} \cdot h} = 337,8 \text{ кПа} \quad (3.31)$$

$$337,8 \leq [p_{уд}] = 545,8 \text{ кПа}$$

Определим усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{1+2 \cos \alpha + 2 \cos 2\alpha} = \frac{105,813}{1+2 \cos 36^\circ + 2 \cos 72^\circ} = 104,1 \text{ кН} \quad (3.32)$$

где α – центральный угол расположения сегментов, равный:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{сегм}} = \frac{360}{12} = 30 \quad (3.33)$$

где $Z_{сегм}$ – количество сегментов, равное 12, для данного диаметра вала.

Длина сегмента в окружном направлении:

$$l_{сегм} = 0,87 \cdot \pi \frac{d_{п}}{Z_{сегм}} = 0,44 \text{ м.} \quad (3.34)$$

Для сегментного подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{l_{сегм} \cdot h_{п}} \leq [p_{уд}] \quad (3.35)$$

Допустимое $[p_{уд}]$ для сегментного подшипника:

$$[p_{уд}] = 50 \cdot \pi \cdot n_c \cdot \frac{d_{п}}{30} = 50 \cdot \pi \cdot 93,8 \cdot \frac{1,92}{30} = 941 \text{ кПа} \quad (3.36)$$

$$p_{уд} = \frac{105,813}{0,344 \cdot 0,5} = 400,8 \leq 941 \text{ кПа.}$$

Оба типа подшипников удовлетворяют условиям. Выбирается сегментный подшипник. Так как он прост в конструкции и эксплуатации.

3.7 Выбор МНУ

Габаритные размеры МНУ определяются объёмом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объема сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По нанограмме определяется тип: МНУ 16/1–40-16-2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 16 м³, состоящим из 1 сосуда на давление 4 МПа (40 кгс/см²), с маслонасосным агрегатом ГА 8/1 – 40, имеющим сливной бак вместимостью 16 м³ с 2 насосами.

3.8 Выбор электрогидравлического регулятора

Так как турбина радиально-осевая, то выбирается ЭГР для ГА с двумя регулирующими органами. Согласно справочным данным, выбираем электрогидравлический регулятор типа ЭГР-2М-100-4.

4 Электрическая часть

4.1 Исходные данные для проектирования

В таблице 4.1 приведены исходные данные генератора СВ-1548/203-64.

Таблица 4.1 – Номинальные данные генератора

Номинальная мощность		$U_{Г\text{ ном}}, \text{кВ}$	$\cos \varphi_{Г, \text{о.е.}}$	η	Индуктивные сопротивления		
$S_{Г\text{ ном}}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$P_{Г\text{ ном}}, \text{МВт}$				x_d''	x_d'	x_d
370	333	15,75	0,9	93,8	0,24	0,35	1,1

Протяжённость линии от проектируемой ГЭС до электрической подстанции «Енисей» 45 км.

Время использования установленной мощности $T_{\text{max}} = 4500$ ч/год.

Максимальная мощность собственных нужд ГЭС $P_{\text{с.н.}} = 0,006 \cdot P_{\text{уст.ГЭС}}$.

Коэффициент мощности собственных нужд равен коэффициенту мощности генераторов $\cos \varphi_{\text{с.н.}} = \cos \varphi_{\text{ном}}$.

4.2 Выбор типа блоков ГЭС и силового оборудования

4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками

Вариант структурной схемы одиночного блока Красноярской ГЭС представлен на рисунке 4.1.

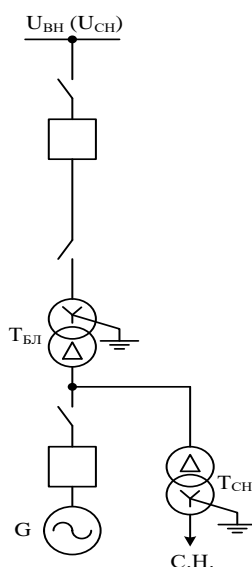


Рисунок 4.1 – Структурная схема одиночного блока

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\text{Г}}} = \frac{333 - 2}{0,9} = 367,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

По каталогу ОАО "Электрозавод" выбирается трансформатор ТДЦ-400000/500-У1. Паспорт трансформатора приведен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспорт трансформатора ТДЦ-400000/500

S _{ном} , МВт	U _н , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _{хх} , кВт	I _х , %
	U _{вн}	U _{нн}				
400	525	15,75	13	0,785	0,315	0,60

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с объединенными блоками

Вариант структурной схемы с объединенными блоками Красноярской ГЭС представлен на рисунке 4.2.

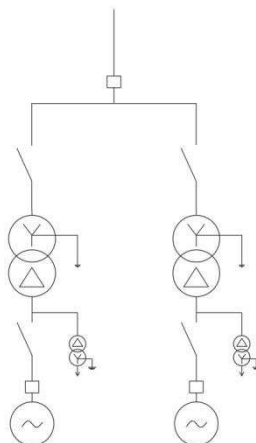


Рисунок 4.2 – Структурная схема объединенного блока

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\text{Г}}} = \frac{333 - 2}{0,9} = 367,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.2)$$

По каталогу ОАО "Электрозавод" выбирается трансформатор ТДЦ-400000/500. Паспорт трансформатора приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Паспорт трансформатора ТДЦ-400000/500

S _{ном} , МВт	U _н , кВ		U _к , %	ΔP _к , кВт	ΔP _{хх} , кВт	I _х , %
	U _{вн}	U _{нн}				
400	525	15,75	13	0,785	0,315	0,60

4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{Тс.н.} \geq S_{с.н.}$$

На генератор устанавливается собственный трансформатор собственных нужд. По каталожным данным выбираем ТСЛ – 2500/15 У1 стоимостью 1250 тыс.руб; ТСЛ – 2500/10 У1 стоимостью 1200 тыс. руб. Общая стоимость составит – 10019 тыс.руб. На секции 6 кВ выбираем трансформатор ТМН6300/20.

В качестве резерва выбираем трансформатор ТД25000/220-У1, 2 ДГУ ЭДБ 1000-4/6,3

4.3 Распределительное устройство

4.3.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий

Суммарная мощность РУ:

$$S_{\Sigma} = n_{Г} \cdot \left(\frac{P_{Г} - P_{сн}}{\cos \varphi_{Г}} \right) = 12 \cdot \left(\frac{333 - 2}{0,9} \right) = 4413,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad (4.3)$$

Число отходящих линий:

$$n_{Л} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{перед} \cdot k} = \frac{4413,3}{1 \cdot 1000} = 4,4 \approx 5 \text{ шт.} \quad (4.4)$$

Принимается число ВЛ 500 кВ равным $n_{Л} = 5 + 1 = 6$.

Вычисляется рабочий ток в линии:

$$I_{раб} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{Л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{4413,3}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 1,3 \text{ кА.} \quad (4.5)$$

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

$$I_{Л,раб.утж} = \frac{S_{Г1-Г12}}{\sqrt{3} \cdot (n_{Л} - 1) \cdot U_{ном}} = \frac{12 \cdot 370}{\sqrt{3} \cdot 5 \cdot 500} = 1040 \text{ А.} \quad (4.6)$$

Сечение проводов выбирается по расчётной токовой нагрузке:

$$I_{расч} = \alpha_{Т} \cdot \alpha_{i} \cdot I_{раб} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 1,3 = 1,5 \text{ кА,} \quad (4.7)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации;

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

По величине расчётного тока в соответствие с ПУЭ выбираем провод $3 \times AC - 300/66$. Допустимый продолжительный ток $I_{доп} = 710 \cdot 3 = 2130 \text{ A}$

4.3.2 Выбор схемы распределительного устройства

Проектируемая станция находится в районе Красноярского края, поэтому применяется КРУЭ 500 кВ.

В соответствии с [10] принимается полуторная схема присоединения сборных шин (рис. 4.3).

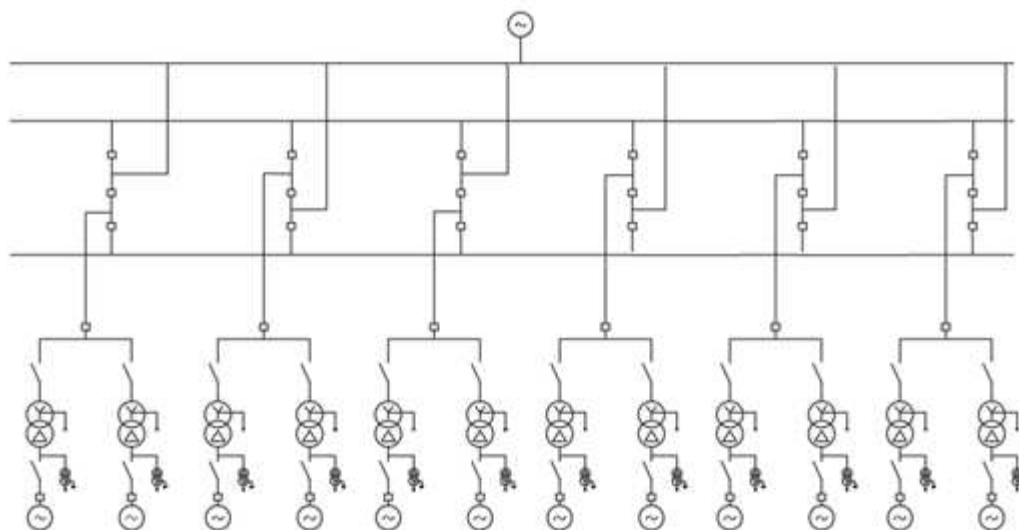


Рисунок 4.3 – Структурная схема РУ-500 кВ

4.4 Технико – экономический анализ

Приведенные затраты вычисляются по формуле:

$$Z = E_n \cdot K + u, \quad (4.8)$$

где E_n – нормативный коэффициент, равный 0,15;

K – суммарная стоимость оборудования;

u – издержки.

Суммарная стоимость оборудования равна:

$$K = K_T + K_{ТСН} + K_{ру}, \quad (4.9)$$

где K_T – стоимость силовых трансформаторов;

$K_{ТСН}$ – стоимость трансформаторов собственных нужд;
 $K_{ру}$ – стоимость ячеек выключателей РУ.

Стоимость силовых трансформаторов и ячейки выключателей проводится по укрупнённым показателям:

$$K_{Т500} = 177\,000 \text{ тыс руб}; K_{ру} = 80\,000 \text{ тыс.руб};$$

Стоимость трансформаторов СН берем с сайта производителя:
 $K_{ТСН} = 10019 \text{ тыс .руб};$

Суммарная стоимость:

$$K_2^{500} = (12 \cdot 177 + 16 \cdot 1,2 + 8 \cdot 1,25 + 6 \cdot 80) = 2\,633\,200 \text{ тыс.руб.};$$

$$K_1^{500} = (12 \cdot 177 + 16 \cdot 1,2 + 8 \cdot 1,25 + 12 \cdot 80) = 3\,113\,200 \text{ тыс.руб};$$

Издержки вычисляются по формуле:

$$И_1 = 0,09 \cdot K_1 + И_{пот1}^{500}; \quad (4.10)$$

$$И_1 = 0,09 \cdot 3\,113\,200 + 123876 = 404\,064 \text{ тыс.руб/год} \quad (4.11)$$

$$И_2 = 0,09 \cdot 2\,633\,200 + 123876 = 360\,864 \text{ тыс.руб/год.} \quad (4.12)$$

Суммарные затраты:

$$З_{од.бл} = 0,15 \cdot 3\,113\,200 + 404\,064 = 871\,044 \text{ тыс.руб./год};$$

$$З_{укр.бл} = 0,15 \cdot 2\,633\,200 + 360\,864 = 755\,844 \text{ тыс.руб./год.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{З_1 - З_2}{З_1} \cdot 100\%$$

$$P = \frac{871\,044 - 755\,844}{871\,044} \cdot 100\% = 13,2 \%$$

Так как разница между затратами по вариантам составляет 13,2 %, то выбирается структурная схема с объединенными блоками.

4.5 Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт тока КЗ производится в ПК RastrWin3 в соответствии с методическими указаниями [12,12]. Ниже определены величины, необходимые для расчёта:

$$k_T = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = \frac{15,75}{525} = 0,03 \quad (4.13)$$

$$x_T = \frac{U_K\% \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = 90,6 \text{ Ом} \quad (4.14)$$

$$x_\Gamma = x_d'' \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,24 \cdot \frac{15,75^2}{370} = 0,161 \text{ Ом} \quad (4.15)$$

$$x_C = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}} = \frac{515^2}{200} = 1326 \text{ Ом} \quad (4.16)$$

$$x_L = (x_{0,уд} \cdot l) n = (0,31 \cdot 45)/6 = 2,3 \text{ Ом}. \quad (4.17)$$

На рисунках 4.4,4.5,4.6 представлены исходные данные из таблиц программы «RastrWin3», необходимые для расчета.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Система		500		
2	<input type="checkbox"/>			у	2	РУ		500		
3	<input type="checkbox"/>			зак	3	г1		16		
4	<input type="checkbox"/>			зак	4	г2		16		
5	<input type="checkbox"/>			зак	5	г3		16		
6	<input type="checkbox"/>			зак	6	г4		16		
7	<input type="checkbox"/>			зак	7	г5		16		
8	<input type="checkbox"/>			зак	8	г6		16		
9	<input type="checkbox"/>			зак	9	г7		16		
10	<input type="checkbox"/>			зак	10	г8		16		
11	<input type="checkbox"/>			зак	11	г9		16		
12	<input type="checkbox"/>			зак	12	г10		16		
13	<input type="checkbox"/>			зак	13	г11		16		
14	<input type="checkbox"/>			зак	14	г12		16		

Рисунок 4.4 – Узлы

	O	S	Тип	s0	тип0	N_нач	N_кон	N_п	Название	I1_н	dI1_н	I2_н
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	1	2		Система - РУ	-0,010	89,411	0,000
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	3		РУ - г1	2,550	-89,162	0,000
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	4		РУ - г2	-0,363	-89,156	0,000
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	5		РУ - г3	-0,363	-89,156	0,000
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	6		РУ - г4	-0,363	-89,156	0,000
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	7		РУ - г5	-0,363	-89,156	0,000
7	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	8		РУ - г6	-0,363	-89,156	0,000
8	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	9		РУ - г7	-0,363	-89,156	0,000
9	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	10		РУ - г8	-0,363	-89,156	0,000
10	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	11		РУ - г9	-0,363	-89,156	0,000
11	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	12		РУ - г10	-0,363	-89,156	0,000
12	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	13		РУ - г11	-0,363	-89,156	0,000
13	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	14		РУ - г12	-0,363	-89,156	0,000

Рисунок 4.5 – Ветви

	S	s0	N гр	Y	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1		Система	1	0,030	1 326,...	0,030	1 326,12	64,970	1 326,00	425,000
2			2		Г1	3	0,003	0,161	0,003	0,16	0,003	0,06	17,790
3			3		Г2	4	0,003	0,161	0,003	0,16	0,003	0,06	17,790
4			4		Г3	5	0,003	0,161	0,003	0,16	0,003	0,06	17,790
5			5		Г4	6	0,003	0,161	0,003	0,16	0,003	0,06	17,790
6			6		Г5	7	0,003	0,161	0,003	0,16	0,003	0,06	17,790
7			7		Г6	8	0,003	0,161	0,003	0,16	0,003	0,06	17,790
8			8		Г7	9	0,003	0,161	0,003	0,16	0,003	0,06	17,790
9			9		Г8	10	0,003	0,161	0,003	0,16	0,003	0,06	17,790
10			10		Г9	11	0,003	0,161	0,003	0,16	0,003	0,06	17,790
11			11		Г10	12	0,003	0,161	0,003	0,16	0,003	0,06	17,790
12			12		Г11	13	0,003	0,161	0,003	0,16	0,003	0,06	17,790
13			13		Г12	14	0,003	0,161	0,003	0,16	0,003	0,06	17,790

Рисунок 4.6 – Источники мощности

Результаты расчётов тока КЗ сведены в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 Результаты расчетов тока КЗ

КЗ	Тип	П1	$I_{п.0}$
1	3ф	3	143.4
2	3ф	2	10.5
3	1ф	2	13.3

4.6 Выбор электрических аппаратов

4.6.1 Выбор генераторного выключателя

Генераторный выключатель выбирается по следующим условиям:

- 1) $U_{ном} \geq U_{ном,с}$
- 2) $I_{ном} \geq I_{Граб max}$
- 3) $I_{откл} \geq I_{по}$

$$I_{Г раб max} = 1,05 \cdot \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г ном}} = 1,05 \cdot \frac{370}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 14241 \text{ А}; \quad (4.18)$$

По каталогу «Альстром Грид» выбирается генераторный выключатель FKG1F. Паспортные данные генераторного выключателя приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Паспортные данные FKG1F

Параметры	Расчётные данные	FKG1X
Номинальное напряжение, кВ	15,75	До 27.5
Ток максимальный рабочий, кА	14.2	17
Ток КЗ, кА	143	160
Ток ударный	374	440

В цепи генераторного напряжения требуется установка разъединителя. В генераторном комплексе FKG1F разъединитель идёт в комплекте.

$$i_{уд}^{\Gamma} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,45}} \right) = \sqrt{2} \cdot 143,4 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,45}} \right) = 305,187 \text{ кА}; \quad (4.19)$$

$$i_{уд}^{\Gamma} < I_{пр.скв}$$

$$374 < 440$$

Проверка на термическую стойкость:

Расчетный тепловой импульс:

$$B_{к.расч} = I_{no}^2 \cdot (t_B + t_{рз}) = 143,4^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 1645 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.20)$$

Номинальный тепловой импульс выключателя:

$$B_{кНОМ} = I_{терм}^2 \cdot t_T = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.21)$$

$$B_{к.расч} < B_{кНОМ}$$

$$1645 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.22)$$

4.6.2 Выбор и проверка аппаратов 500 кВ

В качестве электротехнического коммутационного аппарата высокого напряжения было выбрано комплектной распределительное устройство с элегазовой изоляцией ЯЭУ-500 производства ОАО «Энергомеханический завод».

Преимущества данной системы заключается в ее компактности, что приводит к снижениям затрат на инфраструктуру. Высокая скорость установки и ввода в эксплуатацию. Высокое качество продукции за счет полной заводской сборки и тестирования. Легкая и удобная эксплуатация и обслуживание. Дополнительные функции для цифровых подстанций.

Смонтированы все основные компоненты распрестройства, такие как дугогасительная камера, разъединители, а также привод и оборудование для контроля и управления, заземлители, измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Встроенные трансформаторы тока предназначены для передачи сигнала, пропорционально току в сети, измерительным приборам и устройствам защиты.

Предназначены для коммутаций электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц номинальным напряжением 500 кВ.

Каталожные данные КРУЭ 500 кВ представлены в таблице 8.

Таблица 4.7 – Параметры ЯЭГ-500Л1

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ЯЭУ-500	В состав входят трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, заземлители, разъединители.
$U_{\text{сети ном}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	
$I_{\text{раб max}} = 870 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$	
$I_{\text{по}} = 35,4 \text{ кА}$	$I_{\text{номоткл}} = 50 \text{ кА}$	
$i_y = 90,0 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.ст.}} = 160 \text{ А}$	

Устанавливаются измерительные трансформаторы тока фирмы «Интехгаз» ТГФ-500.

Таблица 4.8 – Параметры трансформатора тока.

Условие выбора	Расчётная величина	Данные ТГФ-500 по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.мах}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.мах}} = 462 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	$S_2 = 5 \text{ ВА}$	$S_{2\text{ном}} = 10 \text{ ВА}$

Устанавливаются укомплектованные заземлителями разъединители РГЖ.П/3150 УХЛ1 производства компании «Элеком».

Таблица 4.9 – Параметры разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Разъединитель РН 500	
$U_{\text{сетином}} = 500 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 500 \text{ кВ}$	
$I_{\text{рабmax}} = 462 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	
$i_y = 90,0 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	
$I_{\text{по}} = 35,4 \text{ кА}$	$I_{\text{терм}} = 40 \text{ кА}$	

Устанавливаются измерительные трансформаторы напряжения ЗНОГ-500 заземленный однофазный с газовой изоляцией. Подключаются на каждую из сборных шин и воздушных линий.

По ПУЭ, трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 500 кВ блочного трансформатора, шинного измерительного трансформатора напряжения устанавливается ОПНп-500 производства «Техэнергомекс».

Выбран анализатор сети Omix P99-MA-3 производство компании АРК «Энергосервис» и синхронизатор АС-М3 производство ООО «АСУ-ВЭИ».

Таблица 4.10 – Параметры анализатора сети и синхронизатора

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	Omix P99-MA-3	RS-485	0,5	5
Синхронизатор	АС-М3	Ethernet M-bus	0,5	35

По значениям токов рабочего и утяжеленного режимов выбирается высокочастотный заградитель – ВЗ-1250-0,5 (высокочастотный заградитель, номинальный ток, номинальная индуктивность). Фильтр присоединения – укомплектован конденсатором связи ООО «Конденсатор».

5 Устройства РЗА

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 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ [8, глава 3] согласно мощности генератора, принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ – СВ-1548/203-66 – 370 МВА:

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Поперечная дифференциальная защита генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Токовая защита от внешних симметричных КЗ;
- Защита от асинхронного хода с потерей возбуждения;
- Защита от симметричной перегрузки обмотки статора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий
- Защита от длительной форсировки
- Защита ротора от замыканий на землю в одной точке;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТЦ-400000/500:

- Продольная дифференциальная защита (от внутренних междуфазных повреждений и повреждений на выводах обмоток трансформатора);
- Газовая защита (от внутренних повреждений);
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;

- Защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения трансформатора);
- Токовая защита обратной последовательности (от внешних несимметричных КЗ и перегрузок);
- МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);
- Контроль уровня масла в расширительном баке;
- Защита от однофазных замыканий на землю в сети 500кВ;
- Контроль изоляции сети 15,75 кВ;
- Защита от перегрузки (резервная защита).

Защиты воздушных линий 500 кВ:

Основные защиты:

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

Резервные защиты:

- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);
- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
- УРОВ 500кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 500кВ).

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

- Дифференциальная защита;
- Газовая защита;
- МТЗ на стороне 15,75 кВ;
- МТЗ на стороне 6 кВ;
- Защита от перегрузки;
- Защита устройств РПН;

5.2 Описание защит и расчет их уставок

5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ЛДГ)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{СР} < 0,2 \cdot I_N$) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

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

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 13563 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{\text{ТТ}} = 15000/5 \text{ А}$.

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 13563 = 678,16 \text{ А}, \quad (5.1)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср.о}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 678,16 = 1356,32 \text{ А}, \quad (5.2)$$

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

Принимаем уставку: $I_{\text{ср.о}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}}$.

2) Коэффициент торможения $K_{\text{Т}}$ определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина $K_{\text{Т}}$ выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.3)$$

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

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

$K_{\text{одн}} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5-для однотипных ТТ, 1,0 для разных ТТ);

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_{\Gamma}''}{X_d''} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,13}{0,24} \cdot 13563 = 63859,83 \text{ А}.$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.3):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 63859,83 = 6385,98 \text{ А}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{Т}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{Т}}} = \frac{6389,98 \cdot 2}{63859} = 0,2. \quad (5.4)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_T = 0,5$.

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

$$I_{HT} = \frac{I_{CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,5} = 0,3. \quad (5.5)$$

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

$$B \geq \frac{I_{CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,5} = 0,3. \quad (5.6)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

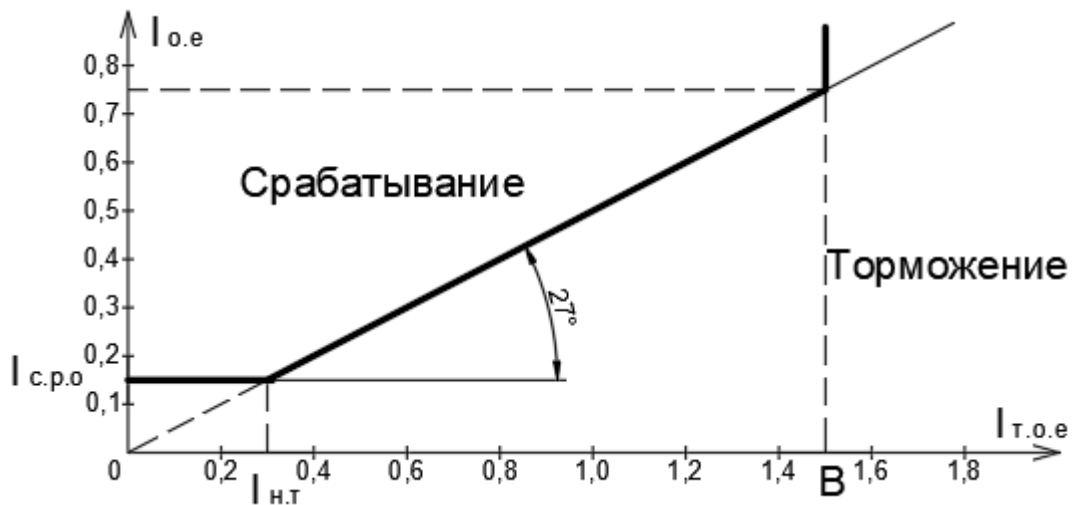


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.2.2 Поперечная дифференциальная защита

Поперечная дифференциальная защита предусмотрена для защиты от замыканий между витками одной фазы обмотки статора генератора (при двухслойной обмотке генератора).

Ток срабатывания защиты отстраивается от тока небаланса при нормальной работе и при внешних коротких замыканиях и в соответствии с Руководящими Указаниями по релейной защите может быть принят:

$$I_{\text{ср.}} = (0,2 \dots 0,3)I_{\text{НОМ.Г}} = 0,2 \cdot 13563 = 2713 \text{ A}$$

5.2.3 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_0)

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов; U_0 включается на напряжение нулевой последовательности $3U_0$ ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ($U_{0 \text{ эл.ст.}}$) при КЗ на землю на стороне ВН.

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

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

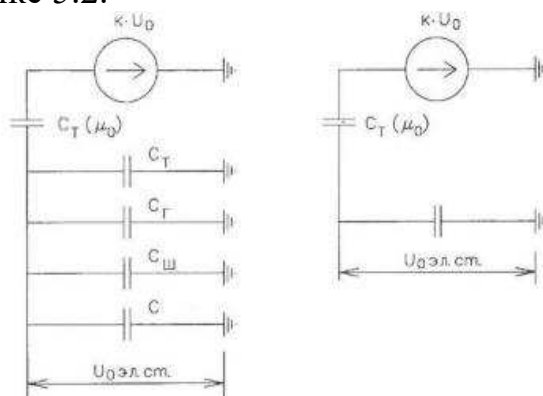


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

где C_{Γ} – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
 C_{T} – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 $C_{\text{Ш}}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;
 C – емкость генераторного выключателя;

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_{\text{T}} + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,0073 + 1,12 + 0,008 + 0,39 = 1,53 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.7)$$

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_{\text{T}}(\mu_0)}{C_{\text{T}}(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.8)$$

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

$C_{\text{T}}(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_{\text{T}}(\mu_0) = 0,015 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$;

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

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{525}{\sqrt{3}} = 101,04 \text{ кВ}, \quad (5.9)$$

Суммарный емкостной ток сети 15,75 кВ:

$$I_c = 1,73 \cdot U_{\text{л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 15,75 \cdot 314 \cdot 1,53 = 13,05 \text{ А} \quad (5.10)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 500 кВ:

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 101040 \cdot \frac{0,015}{0,015 + 1,53} = 296,33 \text{ В} \quad (5.11)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{TН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}, \quad (5.12)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 296,33}{\frac{15,75}{0,1}} = 5,15,$$

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

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемая в диапазоне от 5 до 20 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 0,5с 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 U_{03} реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники и в нейтрали на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,3 + 2} = 0,29 \text{ о. е.} \quad (5.13)$$

При $K_T = 1,3$ орган U_{03} работает селективно и защищает 30 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

5.2.4 Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)

1) Уставка защиты U2> выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 15750}{15750/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.14)$$

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

U1> вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка U1> рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 15750}{15750/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.15)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 500 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_H$.

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

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

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.16)$$

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

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.17)$$

где $A = 16$ – 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).

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

2) Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 , выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}} = 600$ с.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{16}{600}} = 0,16. \quad (5.18)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,16}{1,2} = 0,13, \quad (5.19)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,13 \cdot I_H. \quad (5.20)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,13$:

$$t_{\text{доп}} = \frac{16}{0,15^2} \approx 947 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{ср}} = \frac{16}{(I_{*2})^2}, \quad (5.21)$$

$$A_{\text{ио}} = 16 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{ср}}.$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

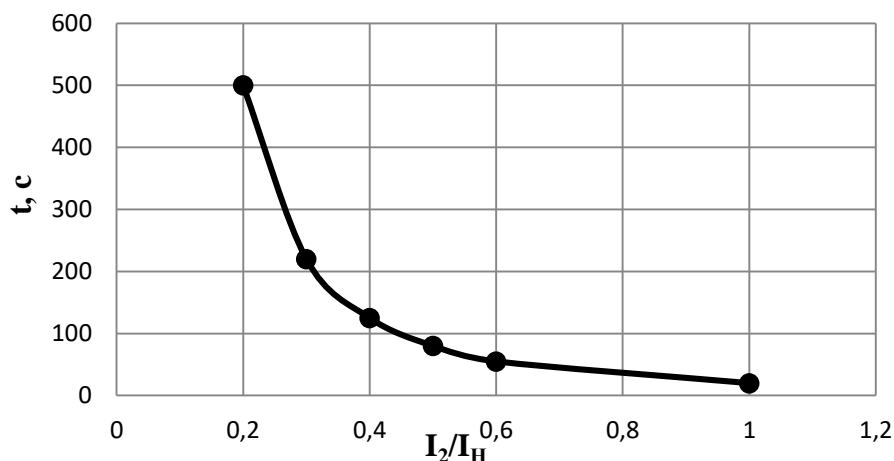


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 20 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 600 \text{ с}$.

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных коротких замыканиях:

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{I_2^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (X_d'' + X_T + 2X_T)} =$$

$$= \frac{1}{1,3 \cdot (0,24 + 0,24 + 2 \cdot 0,13)} = 1,04 \text{ о.е.} \quad (5.22)$$

где x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;
 x_{Γ} – сопротивление обратной последовательности генератора;
 x_T – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 500 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

При двухфазном КЗ в конце ВЛ 500 кВ:

$$I_{KA1.}^{(2)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1}{2 \cdot 266,7 + 2 \cdot 0,13 + 2 \cdot 0,019} = 0,0018 \text{ о.е.}; \quad (5.23)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3}^* = 2 \cdot I_{KA1.}^{(2)} \cdot K_T = 2 \cdot 0,0018 \cdot \frac{525}{15,75} = 0,12 \text{ о.е.}; \quad (5.24)$$

При двухфазном к.з в конце линии:

$$I_{2C.3} \leq \frac{I_{2C.3}^*}{K_{\text{ч}}} = \frac{0,12}{1,3} = 0,09 \text{ о.е.}; \quad (5.25)$$

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

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.2.6 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.28)$$

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

Выдержка времени $t = 9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H. \quad (5.29)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

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)	3600	900	360	300	240	120	60	1	-

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

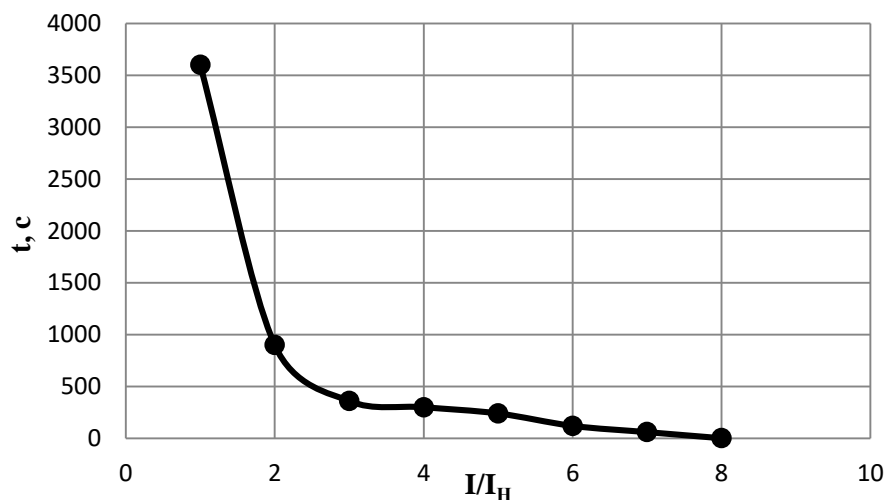


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1отс} = \frac{1,4 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,43 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.30)$$

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

$$U_{ср} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 15750}{1,03 \cdot 157,5} = 66 \text{ В}. \quad (5.31)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 500 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 500 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 500 кВ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1л} = 0,8 \cdot 59,58 + \frac{0,8}{4} \cdot 38,75 = 78,41 \text{ Ом}, \quad (5.32)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 500 кВ;

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1o.e.} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{370}{400} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{370}{525^2} \cdot 38,75 = 0,092,$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1o.e.} \cdot Z_6 = 0,092 \cdot 0,67 = 0,062, \quad (5.33)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_T} = \frac{15,75^2}{370} = 0,67$.

Уставка будет равна:

$$Z_{1сз} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,062 \cdot \frac{\frac{15000}{5}}{\frac{15,75}{0,1}} = 1,17 \text{ Ом}. \quad (5.34)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,2 \text{ Ом}$.

2) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее, $\Delta Z = 50 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{15750}{\sqrt{3} \cdot 13563} = 0,67 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

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

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

$$I_{\phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.ХХ}}} - 0,95}{X_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1985}{992,5} - 0,95}{1,1} = 2,77 \text{ А}, \quad (5.36)$$

где $I_{\text{В.ХХ}}$ – 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 $2,5 \cdot I_{НОМ}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{НАГР.Ф} = \frac{0,95 \cdot U_H}{I_\Phi} \cdot Z_6 = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} \cdot 0,67 = 0,25 \text{ Ом}, \quad (5.37)$$

$$\begin{aligned} \cos\varphi_{НАГР.Ф} &= \frac{\cos\varphi_H}{0,95 \cdot I_\Phi} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} \\ &= 0,34, \end{aligned} \quad (5.38)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{НАГР.Ф} = 70^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$\begin{aligned} Z_{СЗН} &= \frac{Z_{НАГР.Ф}}{K_H} = \frac{0,25}{1,05} \\ &= 0,24 \text{ о. е.}, \end{aligned} \quad (5.39)$$

$$\begin{aligned} Z_{СЗН} &= Z_{Н \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,24 \cdot \frac{15,75^2}{370} \\ &= 0,16 \text{ Ом}. \end{aligned} \quad (5.40)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{СЗН} = \frac{Z_{СЗН} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,24 \cdot 15000/5}{15750/100} = 4,62 = 4,78 \text{ Ом}, \quad (5.41)$$

Принимаем уставку $Z_{Н} = 4,78 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{СМ1} = 0,007 \text{ Ом}$, $Z_{СМ2} = 0,029 \text{ Ом}$.

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

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 1 с на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом АРЗ.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

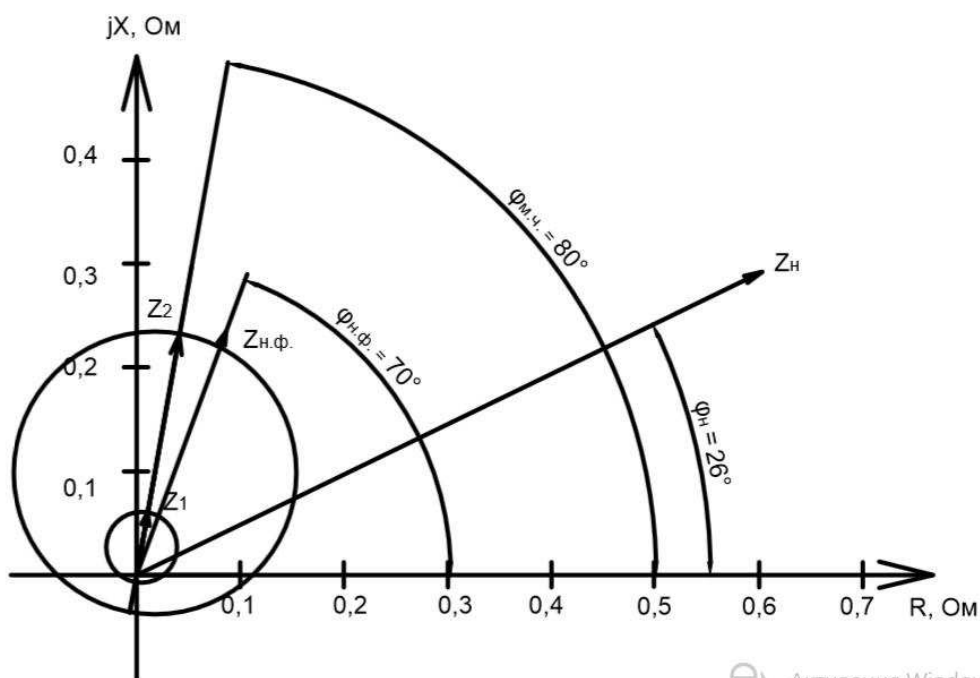


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.2.8 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.42)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.43)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей. Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – 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)	длительность	210	150	120	90	72	60	20	-

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

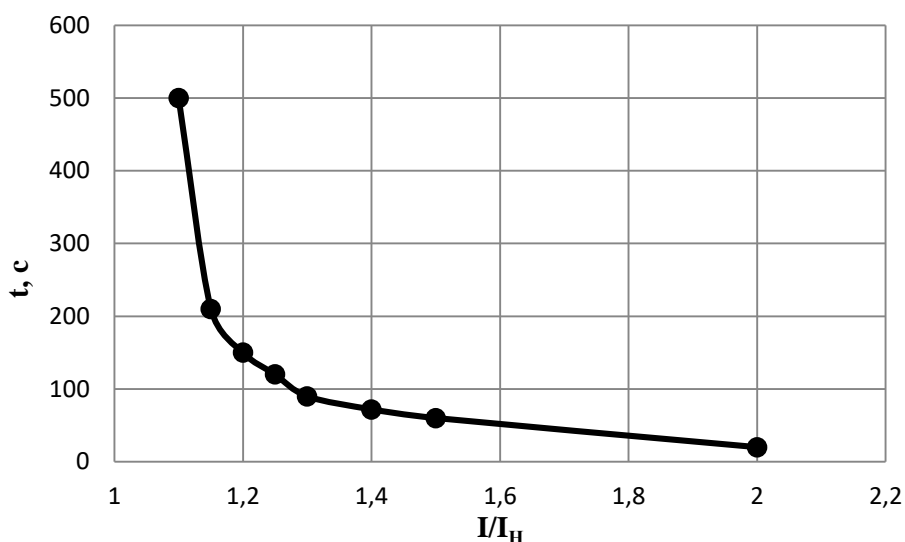


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$\begin{aligned}
 I_{P \text{ ПУСК.}} &= \frac{2,15 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} \\
 &= 2,19 \cdot I_{НОМ.Р}.
 \end{aligned}
 \tag{5.44}$$

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

Таблица уставок представлена в приложении В.

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Определение класса плотины и отметки гребня плотины

6.1.1 Определение типа плотины

Створ проектируемой ГЭС располагается в широком месте. Плотина будет воздвигаться полностью бетонной гравитационной.

Крепкий долерит послужит надёжным основанием.

6.1.2 Определение класса ГЭС

- Плотины высотой более 100м на скальном основании относятся к I классу;
- В зависимости от условий эксплуатации и назначения ($N_{уст} = 4100$ МВт) – ко I классу;
- В зависимости от возможных гидродинамических аварий – I класс (население г. Дивногорска и г. Красноярская более 1000000 чел).

Класс сооружений гидроузла принимается – I.

6.1.3 Определение отметки гребням бетонной плотины

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

$$\begin{aligned} \nabla_{ГБП} &= \nabla_{НПУ} + h_{1\%} + a + \Delta h_{set} = 243 + 2,226 + 0,8 + 0,014 = \\ &= 340,828 \text{ м,} \end{aligned} \quad (6.1)$$

где a – величина запаса, зависит от класса сооружения (для I класса – 0,8 м.).

После проведения гидравлических расчетов и определения отметки гребня быка $\nabla_{ГБ}$, устанавливается проектная отметка гребня плотины, наибольшую отметку из: $\nabla_{ГБП}$ и $\nabla_{ГБ}$.

Высота ветрового нагона рассчитывается по формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{d \cdot g} \cos \alpha = 2,1 \cdot 10^{-6} \frac{24^2 \cdot 5900}{9,81 \cdot 55,65} = 0,014 \quad (6.2)$$

где k_w – коэффициент, принимаемый по СНиП [26, Приложение 1, табл. 2*];
 V_w – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, м/с;
 L – длина разгона волны, м;
 α – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра ($\alpha=0$);
 d – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{243 - 131,7}{2} = 55,65 \text{ м.} \quad (6.3)$$

Определяется высота волны 1 % обеспеченности для основного и поверочного случаев для этого:

1. Вычисляются безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$, где t – период развития волн на водохранилище ($t=6 \text{ ч}=21600$).

$$\frac{gL}{V_w^2} = 100,5 \quad (6.4)$$

$$\frac{gt}{V_w} = 8829 \quad (6.5)$$

2. Из графика [26, Приложение 1, рис. 1] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной, $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определяются параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$.

$$\text{При } \frac{gL}{V_w^2}: \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0.018; \frac{g\bar{T}}{V_w} = 1.6$$

$$\text{При } \frac{gt}{V_w}: \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0.075; \frac{g\bar{T}}{V_w} = 3.8$$

Затем, используя меньшие полученные значения, вычисляются средний период волны \bar{T} (с) и средняя высота волны \bar{h} (м):

$$\bar{T} = \frac{1,6 \cdot V_w}{g} = \frac{1,6 \cdot 24}{9,81} = 3,9 \text{ с,} \quad (6.6)$$

$$\bar{h} = \frac{0,018 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,018 \cdot 24^2}{9,81} = 1,06 \text{ м.} \quad (6.7)$$

3. Вычисляется средняя длина волны:

$$\lambda_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,9^2}{2 \cdot 3,14} = 23,8 \text{ м.} \quad (6.8)$$

4. Проверяется условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, так как $55,65 > 11,9$ зона глубоководная.

5. Определяется высота волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 1,06 \cdot 2,1 = 2,226 \text{ м} \quad (6.9)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику [26, Приложение 1, рис. 2] в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны).

6.2 Гидравлические расчеты

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяется расчетный расход воды для основного расчетного случая Q_p , который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС – $Q_{ГЭС}$. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов, должно быть не более:

$$(n - 2) = (12 - 2) = 10, \text{ при числе гидроагрегатов ГЭС } n = 12;$$

$$Q_p = Q_{max.расч} - Q_{ГЭС} - Q_{ав.в.} = Q_{max.расч} - Q_{агр}(n - 2) - \frac{V_{полезн}}{t} = 21663 - (12 - 2) \cdot 433 - \frac{72 \cdot 10^9}{24 \cdot 60 \cdot 60 \cdot 30 \cdot 4} = 10427 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.10)$$

где $Q_{max.расч} = 21663 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{10427}{116,25} = 89,69 \text{ м} \quad (6.11)$$

где q_b – удельный расход на водосливе.

Удельный расход на водосливе:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 93 = 116,25 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.12)$$

где q_p – удельный расход на рисберме.

$$q_p = [v_h] \cdot h_{нб} = 5 \cdot 18,6 = 93 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.13)$$

где $h_{нб} = 18,9 \text{ м}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla_{нб} = f(Q_{нб})$, при $Q_{max.расч} = 21663 \text{ м}^3/\text{с}$;

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

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляется в большую сторону и, кроме того:

$$B = n \cdot b = 5 \cdot 18 = 90 \text{ м}, \quad (6.14)$$

где n – число пролетов ($n = 4$),

b – стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования, ($b = 10$ м)

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитывается криволинейный без вакуумный водослив практического профиля.

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{10427}{0,49 \cdot 90 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 14,2 \text{ м}, \quad (6.15)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода для формы профиля водослива типа А.

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{10427}{0,49 \cdot 0,94 \cdot 1 \cdot 90 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 14,8 \text{ м}, \quad (6.16)$$

где σ_n – коэффициент подтопления [28, раздел 6-4] (в рамках курсового проекта $\sigma_n = 1$);

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяется по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (5-1) \cdot 0,45}{5} \cdot \frac{14,2}{18} = 0,94 \quad (6.17)$$

где b – ширина пролета;

n – число пролётов;

ξ – коэффициент формы боковых устоев, принимается по [28, рис. 6-10] ($\xi = 0,7$);

ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане ($\xi_0 = 0,45$).

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 14,8 - \frac{1,1 \cdot 0,88^2}{2 \cdot 9,81} = 14,76 \text{ м} \quad (6.18)$$

$$\text{где } V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}) \cdot (B + (n-1)\delta_6)} = \frac{10427}{(243 - 131,7)(90 + (5-1) \cdot 4)} = 0,88 \text{ м/с} \quad (6.20)$$

где δ_6 – толщина быка;

B – ширина водосбросного фронта с учетом дополнительного пролета, если таковой есть.

Отметку гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 243 - 16 = 227 \text{ м} \quad (6.21)$$

где $H_{ст}$ – стандартный напор, м, ближайший к H в соответствии с техническим регламентом $H_{ст} = 16$ м.

6.2.3 Построение профиля водосливной грани

Табличные координаты x и y [28, таблица 6-12]. умножают на $H_{ст}$ и строят кривую $A-B$ на рис.4.

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге $C-D$ радиусом R , который вычисляется по формуле:

$$R = (0,3) \cdot (P_B + H); R = 0,3 \cdot (95,3 + 16) = 33,39 \text{ м} \quad (6.22)$$

где p_B – высота водосливной плотины, определяется по формуле:

$$p_B = \nabla_{ГВ} - \nabla_{дна} = 227 - 131,7 = 95,3 \text{ м} \quad (6.23)$$

Для плавного сопряжения необходимо, чтобы верхняя и нижняя кривые в точке сопряжения имели общую касательную.

Отметку верха быка вычисляется по формуле:

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 227 + 1,6 \cdot 16 = 255,6 \text{ м} \quad (6.24)$$

Для построения оголовка водосливной плотины типа А воспользуемся значениями приведенными в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком типа А

$X, \text{ м}$	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,3
$Y, \text{ м}$	0,12	0,036	0,01	0	0,006	0,027	0,06	0,1	0,146	0,198	0,256	0,321	0,394	0,47
$X_{Нст}, \text{ м}$	0	1,6	3,2	4,8	6,4	8	9,6	11,2	12,8	14,4	16	17,6	19,2	20,8
$Y_{Нст}, \text{ м}$	2,02	0,58	0,11	0	0,11	0,43	0,96	1,6	2,336	3,168	4,096	5,136	6,304	7,6

Оголовок водосливной плотины представлен на рисунке 6.1.

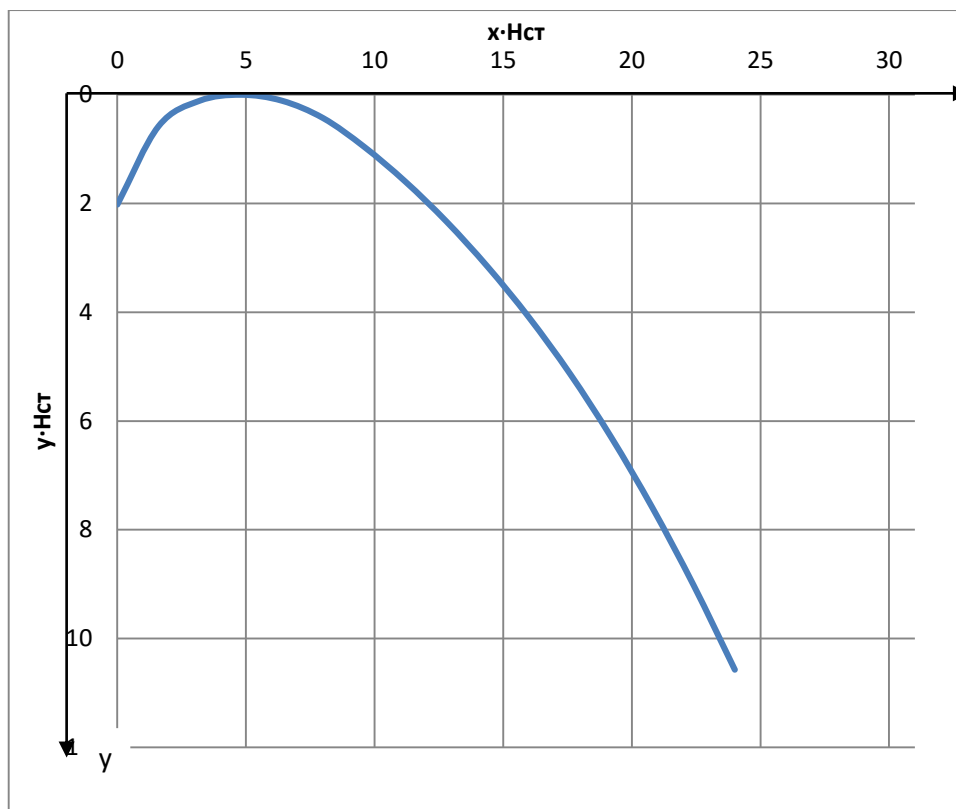


Рисунок 6.1 – Оголовок водосливной плотины типа А

6.2.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяются параметры гидравлического режима для прямоугольного русла в плоской постановке (на 1 п. м. ширины русла).

Вычисляется критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{(B+(n-1)\delta_6)^2 \cdot 9,81}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 10427^2}{(90+(5-1) \cdot 4)^2 \cdot 9,81}} = 10,28 \text{ м} \quad (6.25)$$

где α – коэффициент Кориолиса, $\alpha = 1,1$.

Вычисляется удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 243 - 131,7 = 111,3 \text{ м} \quad (6.26)$$

Вычисляются сопряженные глубины:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 + H_0)}} = \frac{\frac{Q_p}{B_B}}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 + H_0)}} = \frac{\frac{10427}{90+(5-1) \cdot 4}}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (111,3+16)}} = 2,19 \text{ м}, \quad (6.27)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{2,2}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{10,28}{2,2} \right)^3} - 1 \right) = 30,35 \text{ м}, \quad (6.28)$$

Так как $h_c'' > h_{\text{НБ}}$ ($30,35 > 18,6$), бьефы сопрягаются по типу отогнанного прыжка.

6.2.5 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40 м и относительной шириной створа более 3м., рекомендуется выполнять сопряжение бьефов по схеме с отброшенной струей. СП [26, таблица 9]

Этот способ применяют при определенных условиях:

1. Прочный скальный грунт в основании,
2. Устойчивые при увлажнении грунты береговых примыканий,
3. Ширина русла достаточная для того, чтобы отбрасываемая струя не оказывала негативного влияния на работу гидроагрегатов ГЭС и др. [26, таблица 10].

Вноска принимается выше $\nabla\text{УНБ}_{\text{тах}}$ на 2 м, при $Q_{0,01\%} = 26576 \text{ м}^3/\text{с}$.
 $\nabla\text{УНБ}_{Q_{0,01}} = 21,3 \text{ м}$, $\nabla\text{носка} = 131,7 + 23,3 = 155 \text{ м}$.

Дальность отлета струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа вычисляется по формуле:

$$L = k_a Z_1 \varphi^2 \sin 2\alpha \left(\sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_1} - 1\right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha}} + 1 \right) = 0,85 \cdot 88 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 60 \cdot \left(\sqrt{1 + \left(\frac{92,7}{88} - 1\right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30}} + 1 \right) = 109,4 \text{ м} \quad (6.29)$$

где $k_a = 0,85$ – коэффициент аэрации потока;

$\alpha = 30^\circ$ – угол схода струи с трамплина;

φ – коэффициент скорости потока, $\varphi = 0,9$ [28, таблица 9-10].

$$Z_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА} - h_{\text{НБ}} = 243 - 131,7 - 18,6 = 92,7 \text{ м}; \quad (6.30)$$

$$Z_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НОС} = 243 - 155 = 88 \text{ м}; \quad (6.31)$$

Коэффициент аэрации k_a определяется, зная число Фруда:

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{37,4^2}{9,81 \cdot 2,63} = 52,21 \quad (6.33)$$

где V_H – скорость потока на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_1} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 88} = 37,4 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (6.34)$$

h_H – высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{98,37}{37,4} = 2,63 \text{ м}, \quad (6.35)$$

где q – удельный расход на водосливе.

$$q = \frac{Q_{\text{расч}}}{B+(n-1) \cdot \delta_0} = \frac{10427}{90+(5-1) \cdot 4} = 98,37 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.36)$$

Коэффициент аэрации потока принимается равным $k_a = 0,85$, так как $Fr > 35$.

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет $L > 0,5 \cdot (\nabla ГБ - \nabla ДНА) = 0,5 \cdot (255,6 - 131,7) = 61,95 \text{ м}$.

Глубину ямы размыва вычисляется по следующей формуле:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}} = 51,69 - 18,6 = 33,09 \text{ м} \quad (6.37)$$

где $t = \nabla УНБ - \nabla дна$ ямы размыва, определяется по следующей формуле:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{52,21}) \cdot \sqrt{52,21} \cdot \sqrt[4]{\frac{18,6}{1}} \cdot 2,63 = 51,69 \text{ м}. \quad (6.38)$$

где d – средняя крупность отдельностей в скале, в предварительных расчётах можно принимать равной 1 м.

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяется по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{\tan \alpha_1} = 109,4 + \frac{51,69}{0,67} = 186,5 \text{ м}, \quad (6.39)$$

где α_1 – угол входа струи в воду.

$$\begin{aligned} \tan \alpha_1 &= \sqrt{\tan^2 \alpha + \frac{2g(0,5h_H \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{НБ}})}{V_H^2 \cdot \cos^2 \alpha}} = \\ &= \sqrt{\tan^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 2,63 \cdot \cos 30 + 23,3 - 18,6)}{37,4^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,67 \end{aligned} \quad (6.40)$$

где a – высота уступа над дном.

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уравнение размывтого русла равна:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot h_{раз} = 2,5 \cdot 10,28 + 3,7 \cdot 33,09 = 148,13 \text{ м.} \quad (6.41)$$

6.2.6 Расчет резервного глубинного водосброса

Расход через глубинный водосброс должен обеспечивать:

- 1) Опорожнение водохранилища до УМО;
- 2) Обеспечивать воду в нижний бьеф на водохозяйственный комплекс, $Q_{вхк} = 1200 \text{ м}^3/\text{с}$.

$$Q_{ав.вод.} = \frac{V_{полезн.}}{t_{сраб}} = \frac{72 \cdot 10^9}{24 \cdot 60 \cdot 60 \cdot 30 \cdot 4} = 6906 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.42)$$

где $V_{полезн.}$ – полезный объём водохранилища;

t – время сработки водохранилища (4 месяца);

Принимаем расход, который должен пропустить глубинный водослив равный $Q_{ав. вод.} = 6906 \text{ м}^3/\text{с}$.

Далее определяемся с положением выходного отверстия (затопленное/незатопленное).

Исходя из кривой связи указывается отметка НБ при $Q_{ав.вод.}$:

$$\nabla Q_{ав.вод.} = 144,1 \text{ м.}$$

Также требуется учесть отметку потолка цементационной галереи, она составляет: 139,70 м.

Проектируем незатопленные выходные отверстия. Принимаем высоту отверстия $h_{отв}$ 5 м, порог водосброса на $\nabla 141,70$. Водослив незатоплен. Напор над центром выходного отверстия равен:

$$H_{во} = 98,9 \text{ м.}$$

Определим площадь выходного сечения:

$$\omega = \frac{Q_{ав.вод.}}{\mu \sqrt{2gH_{во}}} = \frac{6906}{0,82 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 98,9}} = 191,1 \text{ м}^2 \quad (6.43)$$

где μ – коэффициент расхода, принимаем 0,82.

Ширина отверстий:

$$b = \frac{\omega}{h} = \frac{191,1}{5} = 38,22 \text{ м} = 40 \text{ м} \quad (6.44)$$

Исходя из (6.44) принимаем 4 отверстия глубинного водосброса с размерами 10x5 м.

Схема глубинного водосброса представлена на рисунке 6.2.

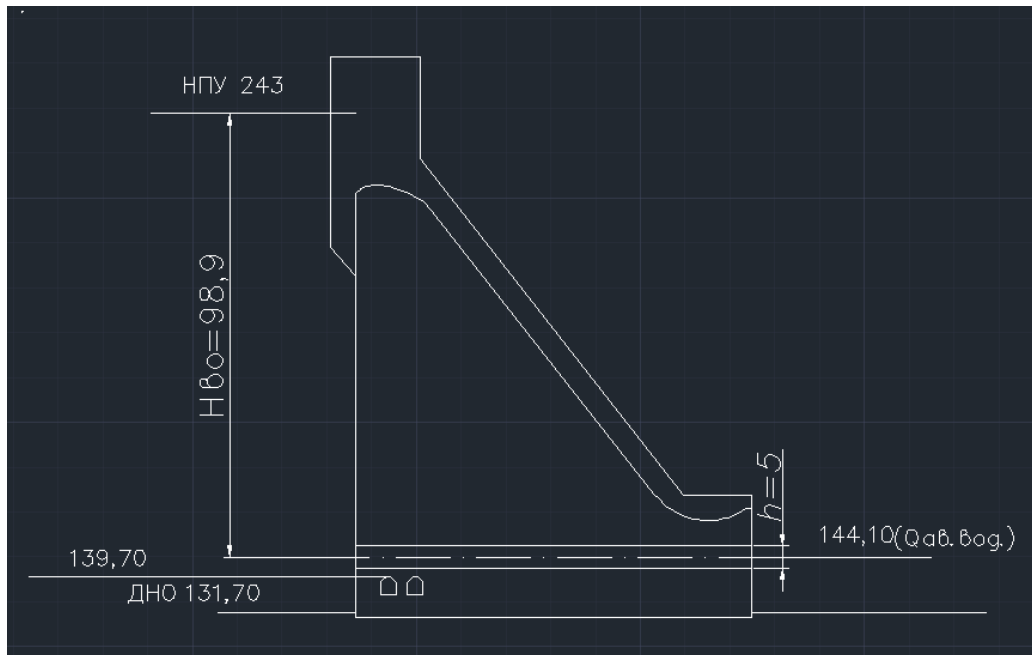


Рисунок 6.2 - Расчётная схема глубинного водосброса

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является наиболее экономичным. Данный профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию.

Из условия недопущения растягивающих напряжений на верхней грани, ширина подошвы плотины B_n^I :

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w}(1-n) + n(2-n) - a_1}}, \quad (6.45)$$

где $a_1 = 0,5$ – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей;

$\rho_w = 1000 \text{ Г/см}^3$ – плотность воды;

$\rho_6 = 2400 \text{ Г/см}^3$ – плотность бетона.

Высота плотины h :

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 243 - 130,7 = 112,3 \text{ м} \quad (6.46)$$

При проектировании подошвы, необходимо удалить слой грунта с низкой несущей способностью для подготовки основания. Отметка подошвы в данном случае:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - 1 = 131,7 - 1 = 130,7$$

Исходя из условия устойчивости плотины против сдвига по основанию, ширина подошвы плотины $B_{\text{п}}^{II}$:

$$B_{\text{п}}^{II} = \frac{\gamma_n h}{\text{tg}\varphi \left(\frac{\rho_{\text{б}}}{\rho_w} + n - a_1 \right)} \quad (6.47)$$

где $\text{tg}\varphi = 0,8$ – коэффициент трения бетона по грунту, принимается для скалы;

$\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения, принимаемый для сооружений I-го класса,

h – высота плотины (формула 6.46).

Задаваясь различными значениями n несколько раз, по двум формулам определяется $B_{\text{п}}$ и строятся графики зависимости $B_{\text{п}}^I = f(n)$ и $B_{\text{п}}^{II} = f(n)$ (рис. 6.3). Точка пересечения графиков определит расчетную ширину подошвы.

Таблица 6.2. Определение ширины подошвы плотины.

n	$B_{\text{п}}^I, \text{ м}$	$B_{\text{п}}^{II}, \text{ м}$
0	81.47098	92.35197
0,1	83.98624	83.95634
0,2	84.17241	83.55655
0,37	86.38462	79.75852
0,4	89.34108	76.29076
0,5	93.26007	73.11198
0,6	98.49362	70.1875
0,7	105.643	67.48798
0,8	115.8286	64.98843

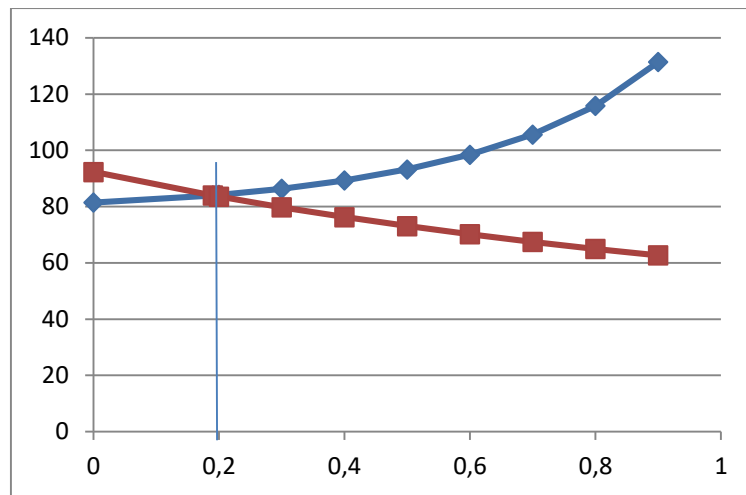


Рисунок 6.3 – определение ширины подошвы.

Графики пересекаются в точке $n = 0,19$ и $B_n = 84$ м.

Ширину подошвы B принимаем равным 88,4 м, так как предварительный расчёт показал, что такой размер подошвы обеспечивает прочность и устойчивость плотины.

6.3.2 Разрезка бетонной плотины швами

При проектировании бетонных плотин на скальных основаниях предусматривают их разрезку поперечными межсекционными швами и продольными межстолбчатыми швами.

Расстояние между секционными швами выбирается равным ширине секции на водосливной плотине:

$$B_{\text{с}} = b + \delta = 18 + 4 = 22 \text{ м}; \quad (6.48)$$

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.

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.

6.3.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливно-го фронта на пролеты и для установки затворов.

Согласно рекомендациям для $b=18$ м, толщина быка принимается в диапазоне от $0,12 \cdot b$ до $0,16 \cdot b$, либо больше. Для расчётной ширины водослива $d=(2,4-3,2)$. В связи с тем, что бык разрезной принимаем толщину быка, равной 4 метра.

Ширина паза аварийного затвора $a = 0,5$ м.

Глубина паза аварийного затвора $c=0,5$ м.

Ширина паза рабочего затвора принимаем 1,5 м.

Глубина паза рабочего затвора принимаем равной 0,75 м.

Паз аварийного затвора разместим на расстоянии 1,25 м от рабочего для обеспечения удобных условий проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

6.3.4 Устой

На Красноярской ГЭС предусмотрен разделительный устой.

Разделительный устой располагается между водосливом и зданием ГЭС, служит для разделения потоков воды, идущих через гидроагрегаты гидроэлектростанции и водослив. Также разделительный устой является опорой для плоских затворов водосливной плотины.

6.3.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем смотровые галереи с шагом 15 м по высоте.

Размеры галерей принимаем: смотровая- $1,25 \cdot 2$ м ; буровая – $3,5 \cdot 4$ м; для обеспечения транспортировки и работы бурового, цементационного и другого оборудования.

6.3.6 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани предусматривается устройство дренажа в виде вертикальных скважин. Диаметр вертикальных дренажных скважин следует принимать 15 см; расстояние между осями дренажа – 2 м. Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа должно удовлетворять условию:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{кр,м}} \quad (6.49)$$

где H_d – напор над расчётным сечением.

γ_n – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, равен 1,25;

$I_{кр,м}$ – критический средний градиент напора, для бетонной плотины равен 25.

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{min}} = 243 - 134,7 = 108,3 \text{ м.} \quad (6.50)$$

Минимальное допустимое расстояние от напорной грани до дренажа:

$$a_{\text{др}} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{J_{\text{cr},m}} = \frac{108,3 \cdot 1,25}{25} = 5,42 \text{ м.} \quad (6.51)$$

Принимается 5,57 м и остальные галереи, которые находятся выше расчетного сечения, располагаются на том же расстоянии.

6.4 Основные элементы плотины

6.4.1 Противофильтрационная завеса

Толщина противофильтрационной завесы должна быть:

$$\delta_{\text{зав}} > \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{J_{\text{cr},m}} \quad (6.52)$$

где ΔH_3 – потери напора на завесе;

γ_n – коэффициент надёжности по ответственности сооружения, равный 1,25;

$J_{\text{cr},m}$ – критический градиент напора на завесе, в скальных грунтах равный принимается равный 15 для удельного водопоглощения скального грунта в завесе, принятым $q_c = 0,05$ л/(мин · м²) [31, таблица 9].

В соответствии с СП, напор на цементационной завесе равен:

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 43,32 \text{ м;} \quad (6.53)$$

Тогда потери напора на завесе равны:

$$\Delta H = H_d - H_{as} = 108,3 - 43,32 = 64,98 \text{ м;} \quad (6.54)$$

Тогда толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{64,98 \cdot 1,25}{15} = 5,4 \text{ м;} \quad (6.54)$$

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа принимаем из следующих условий:

$$l_2 > 4 \text{ м и } l_2 > \frac{\delta_{\text{зав}}}{2};$$

$$l_2 = \frac{5,4}{2} = 2,7 \text{ м;} \quad (6.54)$$

Принимаю $l_2 = 6$ м.

Глубину цементационной завесы принимают равной:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8)H_{max} = (0,5 \div 0,8) \cdot (\nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{мин}}); \quad (6.55)$$

$$h_{зав} = 0,75 \cdot 108,3 = 81,23 \text{ м};$$

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot 88,4,$$

Для удобства размещения оборудования, необходимого для цементации основания, принимаем расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = 4,42 \div 8,84 = 7,32 \text{ м}.$$

6.4.2 Дренажные устройства в основании в скальных грунтах

Дренаж в скальных грунтах выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 0,23 м.

Напор на дренаже равен:

$$H_{др} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 106,3 = 21,66 \text{ м}; \quad (6.56)$$

Тогда потери напора на дренаже равны:

$$\Delta H_{др} = H_d - H_{др} = 108,3 - 21,66 = 86,64 \text{ м}; \quad (6.57)$$

Глубина скважин принимается равной:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7)h_{зав}; \quad (6.58)$$

$$h_{др} = 0,6 \cdot 81,23 = 48,74 \text{ м}$$

6.5 Определение сокращённого состава нагрузок на плотину для основного сочетания нагрузок и воздействий

Расчетный случай – нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе равном 243 м и минимальном уровне нижнего бьефа равном 134,7 м (при санитарном пропуске $Q_{сп} = 600 \text{ м}^3$).

Площади плотины, быка, эпюр действующих нагрузок и плечи действующих сил строятся и вычисляются в программе AutoCad.

6.5.1 Вес сооружения и затворов

Вес плотины определяется с учетом объема продольных галерей и полости.

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{5151,98 \cdot 18 \cdot 9,81 \cdot 2400}{18 + 4} = 99244 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.59)$$

где $S_{\text{пл}}$ – площадь поперечного сечения плотины ($S_{\text{пл}} = 5151,98 \text{ м}^2$);
 b – ширина пролёта;
 $\delta_{\text{б}}$ – толщина быка;
 $\rho_{\text{б}}$ – плотность бетона.

Вес быка и его центр тяжести определяется аналогично:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{6592,18 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2400}{18 + 4} = 28219,3 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.60)$$

где $S_{\text{б}}$ – это площадь поперечного сечения быка ($S_{\text{б}} = 6592,18 \text{ м}^2$).

Вес плоского затвора можно определить по формуле А.Р. Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 340,2 \cdot \sqrt{340,2} \cdot 9,81 = 3385,6 \text{ кН}; \quad (6.61)$$

где f – площадь затвора.

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (245,4 - 227 + 0,5) \cdot 18 = 340,2 \text{ м}^2; \quad (6.62)$$

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{3385,6}{18 + 4} = 153,9 \text{ кН/м}; \quad (6.63)$$

Плечо силы веса затвора 39,9 м.

6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
Со стороны верхнего бьефа:

$$T_{\text{в}} = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 112,3^2}{2} = 61858,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}}; \quad (6.64)$$

$$\text{где } h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 243 - 130,7 = 112,3 \text{ м}; \quad (6.65)$$

Со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 4^2}{2} = 78,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}}; \quad (6.66)$$

где $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 134,7 - 130,7 = 4 \text{ м}; \quad (6.67)$

Плечо силы гидростатического давления со стороны верхнего и нижнего бьефа равно:

$$t_B = 37,43 \text{ м}, \quad (6.68)$$

$$t_H = 1,33 \text{ м}; \quad (6.69)$$

6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{\text{ВЗВ}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^B = 1000 \cdot 9,81 \cdot 353,6 = 3468,8 \frac{\text{кН}}{\text{м}}; \quad (6.70)$$

где $S_{\text{ЭП}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления.

Плечо силы взвешивающего давления равно нулю, т.к. центр приложения силы взвешивающего давления проходит через середину подошвы плотины.

6.5.4 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления построена в соответствии с [26].

Напор на цементационной завесе $H_3 = 43,32 \text{ м};$

Напор на дренаже: $H_{\text{др}} = 21,66 \text{ м};$

В соответствии с этими значениями строится эпюра фильтрационного давления, площадь которой равна $1462,94 \text{ м}^2$:

Фильтрационное давление, действующее на подошву:

$$W_{\text{Ф}} = \rho_w g S_{\text{ЭП}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 1462,94 = 14351,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}}; \quad (6.71)$$

Плечо силы фильтрационного давления равно $22,42 \text{ м}.$

6.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань определим по формуле:

$$p_H = \gamma_H \cdot h_H \cdot t g^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 5 \cdot t g^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 24,5 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.72)$$

где γ_H – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, 10 кН/м^3 ;

φ_H – угол внутреннего трения наносов, для суглинка равен $\varphi_H = 20^\circ$;

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = \frac{p_H h_H}{2} = \frac{24,5 \cdot 5}{2} = 61,25 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.75)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$p'_{гр} = \gamma_H h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 10 \cdot 5 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{38,7}{2} \right) - 2 \cdot 130 \cdot tg \left(45 - \frac{38,7}{2} \right) = -113,3 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.76)$$

где c – сцепление грунта, 130 кН/м^2 ;

$\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта, $38,7^\circ$.

Удельный вес взвешенного грунта:

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \gamma_w = 25 - (1 - 0,002) \cdot 10 = 15,02 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}, \quad (6.77)$$

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес сухого грунта (для скалы слаботрещиноватой) равный 25 кН/м^3 ;

n_0 – пористость сухого грунта, $0,002$;

γ_w – удельный вес воды, 10 кН/м^3

Давление в точке на нижней границе слоя грунта, где действуют и вес наносов и вес грунта:

$$\begin{aligned} p''_{гр} &= (\gamma_H h_H + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = \quad (6.78) \\ &= (10 \cdot 1,5 + 15,02 \cdot 1) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{38,7}{2} \right) - 2 \cdot 130 \cdot tg \left(45 - \frac{38,7}{2} \right) = \\ &= -110,4 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \end{aligned}$$

где $h_{гр}$ – толщина грунта, 1 м .

Равнодействующая активного давления грунта на 1 п. м. длины плотины:

$$E_{ав} = \frac{p'_{гр} + p''_{гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{-113,3 + (-110,4)}{2} \cdot 1 = -111,9 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.79)$$

Так как значение активного давления по результатам расчетов получилось отрицательным, то в дальнейших расчетах активное давление грунта учитываться не будет.

Пассивное давление грунта:

$$p'_{гр} = \gamma_n h_n \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 10 \cdot 5 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{38,7}{2} \right) + 2 \cdot 130 \cdot tg \left(45 - \frac{38,7}{2} \right) = 136,4 \frac{кН}{м^2}, \quad (6.80)$$

где c – сцепление грунта, 130 кН/м²;

$\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта, 38,7°.

Давление в точке на нижней границе слоя грунта

$$p''_{гр} = (\gamma_n h_n + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = (10 \cdot 1,5 + 15,02 \cdot 1) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{35}{2} \right) + 2 \cdot 100 \cdot tg \left(45 - \frac{35}{2} \right) = 139,3 \frac{кН}{м^2}, \quad (6.81)$$

Равнодействующая пассивного давления грунта на 1 п. м. длины плотины:

$$E_{пн} = \frac{p'_{гр} + p''_{гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{136,4 + 139,3}{2} \cdot 1 = 137,9 \frac{кН}{м} \quad (6.82)$$

Плечо пассивного давления грунта относительно подошвы 0,33 м

6.5.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления по формуле Можевитинова:

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,226 \cdot \left(\frac{23,8}{3,14} + \frac{0,65}{2} \right) = 86,31 \text{ кН/м}, \quad (6.83)$$

где $h_{1\%}$ – высота волны 1 %-ной обеспеченности, 2,226 м (формула 5);
 $\bar{\lambda}$ – средняя длина волны, 23,8 м (формула 4);

$$h_o = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,226^2}{23,8} = 0,65 \text{ м.} \quad (6.84)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{23,8}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 2,226 = 2,95 \text{ м.} \quad (6.85)$$

Плечо волнового давления относительно подошвы 109,35 м

6.5.7 Расчёт прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). В результате расчёта определяются напряжения на гранях плотины, которые сравниваются с критериями прочности.

Все напряжения определяются на гранях в горизонтальном сечении на отметке подошвы.

В расчёте плотины сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+», изгибающий момент относительно середины расчётного сечения, действующий на тело плотины по часовой стрелке принимается со знаком «+», против часовой стрелки – со знаком «-».

В таблице 6.3 приведены действующие силы, их моменты и плечи.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
T_B	1,0	→	61858,4	37,43	2315359,9
T_H	1,0	←	78,5	1,33	-104,4
G_6	0,95	↓	26808,3	13,68	-366737,5
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	94281,8	12,07	-1137981,3
$W_{\text{взв}}$	1,0	↑	3468,8	0,00	0,00
$W_{\text{ф}}$	1,0	↑	14351,5	22,42	321760,6
E_H	1,2	→	73,5	2,67	196,2
$W_{\text{волн}}$	1,0	→	86,31	109,35	9437,9
$E_{\text{пн}}$	0,8	←	110,32	0,33	-36,4
q_3	0,9	↓	138,5	39,9	-5526,2
NΣ					103408,3
MΣ					1136368,8

Расчёт краевых напряжений для основного сочетания нагрузок и воздействий в горизонтальном сечении плотины на отметке подошвы (при расчёте на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

Для верховой грани:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{103408,3}{88,4} + \frac{6 \cdot 1136368,8}{88,4^2} = -297,3 \text{ КПа}, \quad (6.86)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину относительно середины подошвы;

B – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -297,3 \cdot 0 - 10 \cdot 112,3 \cdot (1 - 0) = \\ &= -1123 \text{ КПа}, \end{aligned} \quad (6.87)$$

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

$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 243 - 130,7 = 112,3$. –напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \tan \alpha_1$. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $m_u = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \quad (6.88)$$

Главное минимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -297,3 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 112,3 \cdot 0 = -297,3 \text{ кПа}. \quad (6.89)$$

Главное максимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 112,3 = -1123 \text{ кН/м}^2. \quad (6.90)$$

Низовая грань:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B^2} = -\frac{103408,3}{88,4} - \frac{6 \cdot 1136368,8}{88,4^2} = -2042,3 \text{ кН/м}^2. \quad (6.91)$$

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -2042,3 \cdot 0,79^2 - 10 \cdot 4 \cdot (1 - 0,79^2) = -1289,6 \text{ кН/м}^2, \quad (6.92)$$

где $m_t = 0,79$ – заложение низовой грани в расчётном сечении;

$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 134,7 - 130,7 = 4 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 4 - 2042,3) \cdot 0,79 = 1581,8 \text{ кН/м}^2 \quad (6.93)$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -2042,3 \cdot (1 + 0,79^2) + 10 \cdot 4 \cdot 0,79^2 = -3341,9 \text{ кН/м}^2 \quad (6.94)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 4 = -40 \text{ кН/м}^2. \quad (6.95)$$

В таблице 6.4 приведены краевые напряжения на гранях плотины.

Таблица 6.4 – Краевые напряжения на гранях плотины

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Верховая	σ_y^u	-297,3
	σ_x^u	-1123
	τ_{xy}^u	0
	σ_1^u	-297,3
	σ_3^u	-1123
Низовая	σ_y^t	-2042,3
	σ_x^t	-1289,6
	τ_{xy}^t	1581,8
	σ_1^t	-40
	σ_3^t	-3341,9

6.5.8 Критерии прочности плотины

Необходимо проверить соблюдение критериев прочности:

1. Во всех точках плотины:

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

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

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного сочетания нагрузок и воздействий в период нормальной эксплуатации, $\gamma_{lc} = 1$ [25];

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного сочетания нагрузок и воздействий. $\gamma_{cd} = 0,90$ [25].

В проекте назначается бетон класса В20. Выполняется проверка бетона по прочности на сжатие:

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 3341,9}{0,9} = 4641,5 \text{ кН/м}^2 \leq 6000 \text{ кН/м}^2 \quad (6.97)$$

Условие прочности выполняется.

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

$$\sigma'_y < 0, \quad (6.98)$$

$-297,3 \text{ кН/м}^2 < 0$ - условие выполнено.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u; \quad (6.99)$$

$$297,3 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 112,3;$$

$$297,3 \text{ кН/м}^2 > 280,8 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.5.9 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.100)$$

$$\text{где } R = N \cdot tg\varphi + c \cdot B + E_{\text{пн}} \cdot \gamma_c = 103408,3 \cdot 0,8 + 130 \cdot 88,4 + 110,32 \cdot 0,7 = 94295,9 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.101)$$

где $\tan\varphi = 0,8$ – внутреннее трение для скалы в основании;
 $c = 130 \text{ кН/м}^2$ – сцепление скалы;
 γ_c – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта,
принимается $\gamma_c = 0,7$.

$$F = T_g - T_n + W_{\text{вол}} + E_n = 61858,4 - 78,5 + 86,31 + 73,5 = 61939,7 \text{ кН/м.} \quad (6.102)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{94295,9 \cdot 0,95}{61939,7 \cdot 1} \geq 1,25,$$

$1,37 > 1,25$ – условие выполняется.

Исходя из расчетов, можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок и воздействий.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одна из важнейших задач службы эксплуатации Красноярской ГЭС – обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут иметь катастрофический характер всего региона, поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из них является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений (с изменениями на 13 июля 2015 года)». Требованием закона «О безопасности гидротехнических сооружений (с изменениями на 13 июля 2015 года)» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитального ремонта, восстановления или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений Красноярской ГЭС осуществляется контрольно–измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акта обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации.

7.2 Охрана труда и техника безопасности

Успех функционирования системы управления охраной труда зависит от обязательств, взятых на себя на всех уровнях управления, всеми подразделениями и работниками организации.

Основная цель улучшения условий труда – достижение социального эффекта, т.е. обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями за работу с вредными и тяжелыми условиями труда; уменьшение потерь, связанных с травматизмом, профессиональной заболеваемостью; уменьшением текучести кадров и т.д. Основным документом в нормативно-технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда».

На производственных предприятиях с численностью работников более 50 человек в обязательном порядке создается СОТиПК.

Основными составляющими системы охраны труда являются следующие мероприятия:

- создание службы охраны труда;
- проведение аттестации рабочих мест;
- проведение инструктажа с сотрудниками организации;
- разработка и утверждение положения и инструкций по охране труда в организации.

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим строительным нормам и правилам, нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям Речного регистра Российской Федерации, Российского регистра гидротехнических сооружений, Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и «О безопасности гидротехнических сооружений», Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Ростехнадзора России, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, правилам по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, Правилам устройства электроустановок, Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

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

Каждый работник станции будет обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, а также по электро- пожаро- взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройдет проверку знаний и должен будет иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки Красноярской ГЭС будут находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и будут 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 гидроэлектростанций, являются:

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

На Красноярской ГЭС будут 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.

Рабочие инструкции по охране труда будут разработаны для всех подразделений.

7.3 Пожарная безопасность

Общестанционная система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара автотрансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных помещениях, АСУ, помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке, а также обнаружения и выдачи сигнала о пожаре в других помещениях ГЭС. Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления (верхнего) как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояния противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защит;

- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов);
- выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль за работоспособностью системы.

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.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара. Все места прохода кабелей через стены, перегородки и перекрытия должны быть уплотнены для обеспечения огнестойкости не менее 0,75 ч. Уплотнение кабельных трасс должно осуществляться с применением только огнестойких негорючих материалов и составов.

Для минимизации рисков, связанных с пожарами, на проектируемой Красноярской ГЭС будут предусмотрены специальные меры. Проведение инструктажей персонала по противопожарной безопасности ответственными с проверкой знаний в установленные сроки проверки правил работников энергетических предприятий.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- повторные инструктажи;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

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

Специальные места для курения будут расположены в наиболее безопасных позициях на территории гидроэлектростанции. Во всех помещениях, складах, зданиях будут размещены различные пожарные датчики. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах и трансформаторах предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения.

Для обнаружения, оповещения, тушения и локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью на Красноярской ГЭС предусмотрена система автоматического пожаротушения.

7.4 Охрана окружающей среды

Мероприятия по охране атмосферного воздуха

В период подготовки строительства, производства строительства, монтажа основного и вспомогательного оборудования, эксплуатации энергетического предприятия должны соблюдаться правила и производиться контроль за атмосферным воздухом в зоне строительства. Налагаются ограничения по выбросам вредных веществ в атмосферу. Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха». №96–ФЗ от 4 мая 1999 г.

Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

Проектируемый Красноярский гидроузел расположен на территории Красноярского края. В прилежащем к месту строительства гидроэлектростанции районе находится населенный пункт: г. Красноярск (1,007 млн. чел.), которые попадают в зону затопления. На территории затопления отсутствуют важные экономические производственные социально–культурные объекты.

Комплекс мероприятий санитарной подготовки территории:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению.

В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

Водоохранные мероприятия по гидроэлектростанции

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение различных видов масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные нефтеуловители. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

Осуществление строительства Красноярской ГЭС потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению, лесочистке, а также проведению мероприятий по компенсации ущерба, наносимого рыбному хозяйству.

Воздействия на природную среду в строительный период

Воздействия на среду, оказываемые в строительный период могут быть подразделены на две основные группы: 1) выявляемые и планируемые на стадии проектирования; 2) плохо определяемые и неопределенные, проявляющиеся непосредственно в ходе строительства. Первую группу составляют детерминированные антропогенные изменения и отнесенные условно к первому уровню. Все эти изменения прогнозируемы с той или иной степенью точности, которая определяется на основе исходной информации. В проекте ГЭС обычно удается установить направленность и закономерность основных абиотических факторов (затопление земель, изменение влажности, температуры воды и др.) для рассматриваемого климатического района.

Могут иметь место антропогенные воздействия, проявляющиеся в строительный период и не поддающиеся оценке или прогнозу. К ним относятся акустические, пылевые и прочие загрязнения атмосферы; временные загрязнения вод стоками от предприятий, возможные до сдачи очистных сооружений. Одним из видов воздействия на водные объекты является

тепловое загрязнение, связанное с характером выполняемых работ, механизмами, сбросами теплых вод от всех служб промышленной базы строительства. Для предупреждения подобных загрязнений требуется, чтобы строительно-монтажные работы велись наиболее прогрессивными методами, устраняющими попадание или утечку загрязняющих веществ. Необходимо создавать отстойные пруды и другие мероприятия, чтобы помешать проникновению в водотоки загрязненной воды, особенно от бетонных заводов.

Нормативы, касающиеся устранения загрязнения воздуха требуют, чтобы строители не применяли оборудование и машины, выделяющие чрезмерное количество выхлопных газов. При изготовлении, хранении и укладке заполнителя для бетона, выгрузке и хранении цемента необходимы меры по снижению попадания в атмосферу пыли, содержание которой должно поддерживаться на предельно низком уровне. Сжигание удаленной растительности и горючих отработанных материалов можно производить только с разрешения соответствующих органов.

В некоторых случаях при выполнении строительных работ возникают непредвиденные пиковые загрязнения воды и атмосферы, которые хотя и носят временный характер, но могут привести к неблагоприятным последствиям. Непредвиденные воздействия должны быть устранены в наикратчайшие сроки, чтобы избежать существенных изменений в экосистеме водотока и побережья.

Изменение качества воды, атмосферы, почвы могут происходить из-за недочета местных условий, недостаточного обоснования проекта, или отклонения строительных работ от проекта.

В проектах ГЭС должно намечаться при выполнении земельно-скальных работ снятие, складирование, и хранение паханого слоя земля с последующим возвратом его на рекультивированные территории, необходимо также предусматривать уборку всех видов строительного мусора. Данные работы обеспечивают сохранение ландшафта, и устраняют загрязнения поверхностных и грунтовых вод, почвы и воздуха.

Гидроэнергетическое строительство является крупномасштабным и долговременным по воздействию на природную среду, поэтому нужно соблюдать все нормы и правила, чтобы сохранить природу.

План мероприятий по охране окружающей среды представлен в таблице 7.1

Таблица 7.1 – План мероприятий по охране окружающей среды

Мероприятия	Основание для выполнения	Период
Раздел I. Охрана атмосферного воздуха		
Контроль выхлопных газов автотранспорта	Федеральный закон от 4 Мая 1999 года №96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха».	Строительство
Разработка проекта нормативов предельно допустимых выбросов, загрязняющих веществ в атмосферу		Строительство
Контроль выбросов во время сварочных, металлообрабатывающих работ		Строительство
Установка газопылеулавливающих установок		Строительство
Раздел II. Охрана водного бассейна		
Подготовка территории, находящейся в зоне затопления (очистка от растительности, перенос могильников и кладбищ)	Водный кодекс №74-ФЗ от 3 июня 2006 года.	Строительство
Контроль за технологическим состоянием техники и насосов		Строительство и эксплуатация
Контроль выбросов при замене масел		Строительство и эксплуатация
Отвод дистиллята, используемого при охлаждении обмоток генератора		Эксплуатация
Раздел III. Охрана от промышленных отходов		
Сбор и сдача отработанных ртутьсодержащих ламп, на предприятия имеющие лицензии	Федеральный закон от 24 июня 1998 г. N 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».	Строительство и эксплуатация
Сдача отработанных шин автотракторной техники, на предприятия имеющие лицензии		Строительство и эксплуатация
Контроль за сбором и временным хранением отходов производства и потребления		Строительство и эксплуатация
Разборка и удаление неиспользуемых объектов		При завершении строительства
Раздел IV. Охрана животного мира		
Образование рыбного хозяйства	Федеральной закон от 24.04.1995 N 52-ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О животном мире»	Эксплуатация

8 Технико-экономические показатели

8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Электричество является товаром, который приобретают участники оптового и розничного рынка у генерирующих компаний и энергосбытовых компаний соответственно. Объемы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2025	2026	2027	2028	2029
Установленная мощность	МВт	859,76	2 447,01	3 868,93	4 100,40	4 100,40
Число часов использования установленной мощности	Часы	5500	5500	5500	5500	5500
Выработка электроэнергии	Тыс. МВт*ч	4728,68	13458,57	21279,09	22552,20	22552,20
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	Тыс. МВт*ч	47,29	134,58	212,79	225,52	225,52
Объем реализации электроэнергии	Тыс. МВт*ч	4681,40	13323,99	21066,30	22326,68	22326,67
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1 186,00	1 221,83	1 255,75	1 288,67	1 320,58
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	463,67	1357,58	2204,79	2397,64	2457,02
НДС к выручке	млн.руб.	70,73	207,09	336,32	365,74	374,79

8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполняется на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017–2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9) с учетом реализованной электроэнергии.

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

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 рассчитываются, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,08%.

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

Период расчета в программе 300 месяцев, период окупаемости 81 месяц.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, млн.руб.
Расходы на оплату труда	107,7	286,92
Прочие расходы	165,3	440,36
Итого	-	1209,45

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости. Удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 8.3

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 9	0,09
От 10 до 15	0,14

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2018 года. Расходы на услуги регулирующих организаций приведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн.руб.
ОАО "СО-ЕЭС"	135,38 тыс.руб./МВт	395,69
ОАО АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт*ч	12,01
ОАО ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./МВт*ч	4,12
Итого	-	411,87

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Енисей, составляет 4,8 рубля за 1 тыс.кВт·ч электроэнергии (постановление Правительства РФ от 30.12.2006г. №876).

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

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы производства электроэнергии

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, млн.руб.	3045,12	3045,12	545,12	545,12	545,12
Расходы на страхование, млн.руб.	-4,12	-0,37	10,43	24,27	39,48
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	390,33	1110,94	1756,49	1861,58	1861,58
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	31,86	31,33	30,42	32,96	66,25
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	86,36	245,79	388,62	411,87	411,87
Налог на воду, млн.руб.	14,82	47,15	77,23	83,52	83,52
Итого, млн.руб.	3564,36	4479,96	2808,32	2 959,79	3 007,82

Структура текущих затрат представлена на рисунке 8.1.

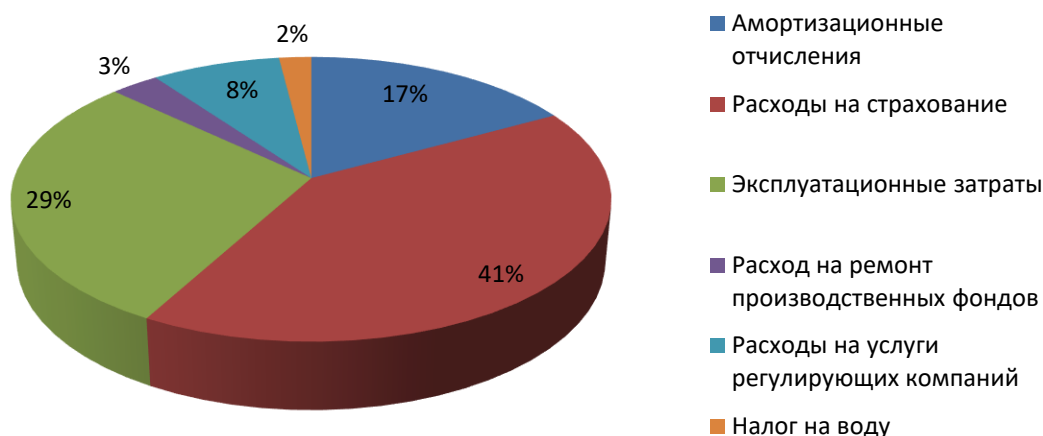


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат, %

Вывод: Наибольшими текущими затратами являются расходы на страхование, эксплуатационные затраты, амортизационные отчисления, так как основные фонды имеют большую величину.

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьёй оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым кодексом РФ. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности проектируемого объекта.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1тыс.кВт·ч – 4,8руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2025–2029 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Налог на прибыль, млн.руб.		1290,94	3369,73	3767,86	3875,02
НДС, млн.руб.			2544,83	3620,92	3710,11
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	630,05	1941,32	6578,47	8046,97	8231,33
Налог на имущество, млн.руб.	589,36	577,36	560,79	548,79	536,80
Итого, млн.руб.	1219,40	3809,62	13053,82	15984,54	16353,26

8.4 Оценка суммы прибыли

Прибыль является Формой отражения эффективности производственной деятельности Красноярской ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибыли и убытках».

В отчете определяются следующие показатели:

- валовая прибыль;
- налогооблагаемая прибыль;
- размеры выплат по налогу на прибыль;
- чистая прибыль.

Годовая прибыль в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Выручка(нетто),млн.руб.	3888,0	11384	18542,72	20157,54	20651
Текущие расходы,млн.руб.	3564,3	4479,9	2808,32	2959,79	3007,8
ЕВИТДА(Валовая прибыль),млн.руб.	323,69	6 904,2	15734,40	17197,74	17643
Скорректированный налог на прибыль,	323,69	6 904,2	15734,40	17197,74	17643
НОРАТ(Чистая прибыль),млн.руб.	64,75	1380,8	3146,88	3439,55	3528,7
Справочно:Ставка налога на прибыльТ,%	20	20	20	20	20

При анализе денежных потоков, можно построить наглядный график Cash-Flow.

На рисунке 8.2 представлен график Cash-Flow с указанием укрупненных этапов строительства станции.

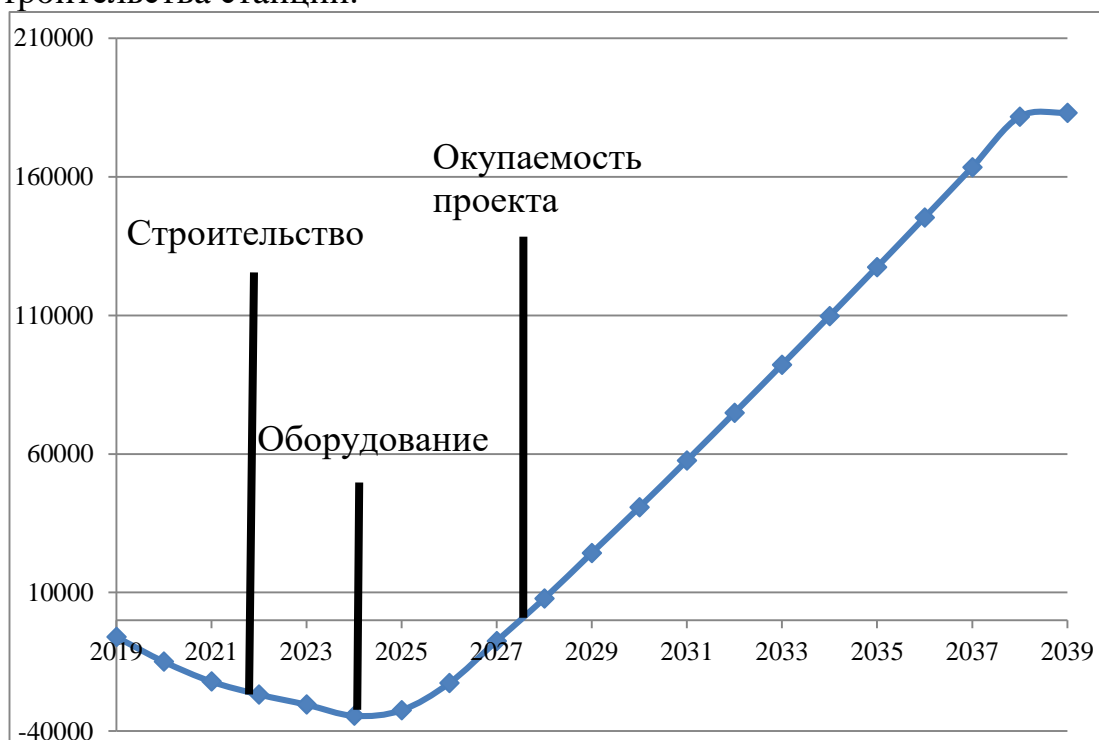


Рисунок 8.2 – График Cash-Flow

Строительный период составляет около 3 лет. Особенность графика (его ориентированность в отрицательную сторону) связана с высокими капиталовложениями. Небольшое число часов использования установленной мощности, высокие налоги приводят к снижению прибыли, что также оказывает негативное влияние.

8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9).

8.5.1 Методология и исходные данные оценки инвестиционного проекта

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

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости

4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

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

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

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

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

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Красноярской ГЭС составляет 20 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2019 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.5.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Эффективность проекта характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов применительно к интересам его участников.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,6
Период окупаемости - РВ, мес.	113
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	26 894,92
Индекс прибыльности - PI	1,94
Себестоимость руб./кВт·ч	0,1
Удельные капиталовложения, руб/кВт	75632,14

8.5.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств.

К притокам бюджетных средств относятся притоки от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Годы	2025	2026	2027	2028	2029
В федеральный бюджет,млн.руб.	9455,14	9719,02	9985,51	10226,97	10461,2
В региональный бюджет,млн.руб.	14,97	1338,24	5991,95	7472,45	7668,79
Налоговые поступления,млн.руб.	9470,11	11057,26	15977,46	17699,42	18130,0
Вывод: Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.					

8.6 Анализ чувствительности

Инвестиции – вложения капитала с целью получения прибыли. Инвестиции являются неотъемлемой частью современной экономики. От кредитов инвестиции отличаются степенью риска для инвестора (кредитора) — кредит и проценты необходимо возвращать в оговорённые сроки независимо от прибыльности проекта, инвестиции (инвестированный капитал) возвращаются и приносят доход только в прибыльных проектах. Если проект убыточен — инвестиции могут быть утрачены полностью или частично.

Выручка (оборот, объём продаж) — количество денежных средств или иных благ, получаемых компанией за определённый период её деятельности, в основном за счёт продажи товаров или услуг своим клиентам.

Влияние выбранных показателей на изменение чистого приведенного дохода показано на следующих рисунках 8.3 – 8.6.



Рисунок 8.3 – Изменения NPV от изменения ставки налогов, %

Вывод: Увеличение ставки налогов приводит к уменьшению значения NPV, уменьшение даёт обратный эффект.

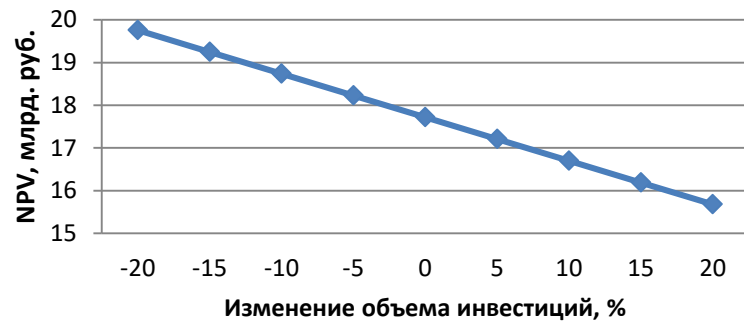


Рисунок 8.4 – Изменения NPV от изменения объёма инвестиций, %

Вывод: Чем больше инвестиций привлекается для реализации проекта, тем меньше NPV.

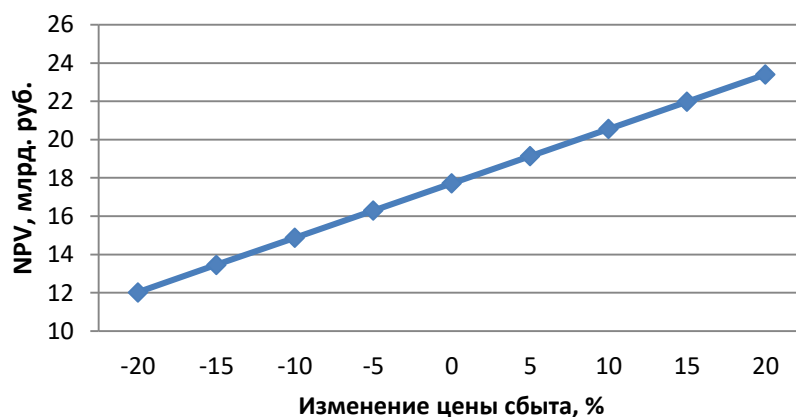


Рисунок 8.5 – Изменения NPV от изменения цены сбыта электроэнергии, %

Вывод: При увеличении цены сбыта электроэнергии происходит рост прибыли, следовательно, индекс прибыльности растет.

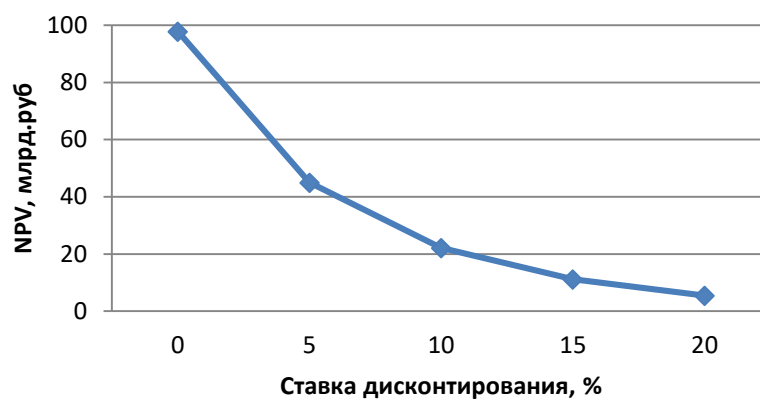


Рисунок 8.6 – Изменения NPV от изменения ставки дисконтирования, %

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению величины NPV.

9 Системы измерений уровней бьефов, современные технические решения

Бьеф – это часть водного объекта, примыкающего к гидротехническому сооружению. Часть водоема, расположенная по течению выше плотины называется верхним бьефом (ВБ). Часть водоема, расположенная по течению ниже плотины называется нижним бьефом (НБ) соответственно.

Чем уровень водохранилища больше, тем больше нагрузка на гидротехническое сооружение, поэтому, основным контролируемым параметром является гидростатическое воздействие на сооружение. Все виды наблюдений анализируются с участием этого параметра. Так же уровень водохранилища играет важную роль в выработке электроэнергии. Потому что здесь важна разница между ВБ и НБ, что и является напором воды. При измерении уровней бьефов так же контролируется учет расхода воды через водосливную плотину и ведется расчет запаса воды в водохранилище.

Системы измерений уровней бьефов в разное время имели разные конструкции. Ранее, для измерений уровней бьефов в основном применялись уровнемеры типа сельсинного датчика, которые вследствие современных технических решений были заменены на более точные и простые в эксплуатации датчики измерений.

В данный момент основными методами измерений на ГЭС являются лазерные, гидростатические и пьезометрические уровнемеры, реже на базе сельсин-датчиков. В рамках спецвопроса мы рассмотрим подробно каждый из этих методов.

9.1 Уровнемеры типа сельсинного датчика – уровнемера

Сельсинная система состоит из сельсина-датчика (ведущего) и сельсина-приемника (ведомого), имеющих одинаковую конструкцию.

Сельсин представляет собой небольшую синхронную электрическую машину с двумя обмотками (рисунок 9.1, б). Одна из них (однофазная – обмотка возбуждения ОВ) подключается к сети переменного тока, а концы другой (трехфазной – обмотки синхронизации ОС) соединяются между собой.

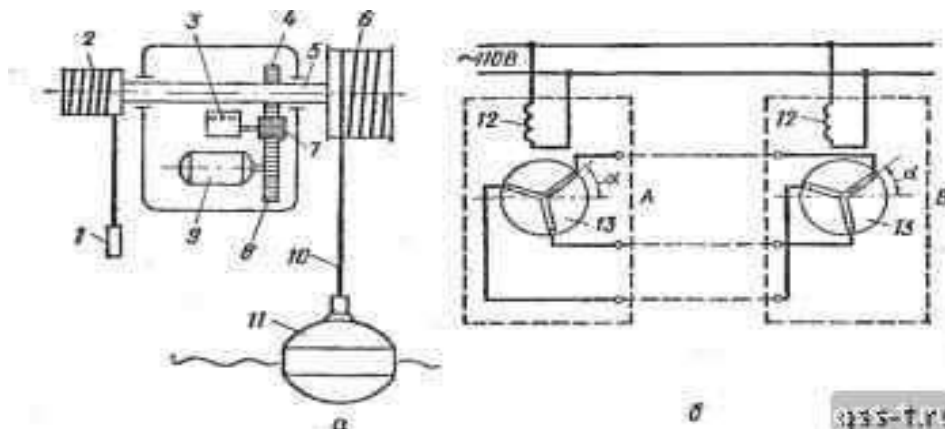


Рисунок 9.1 – Устройство уровнемера типа (а) и схема сельсинной передачи результатов измерений (б)

Уровнемер состоит из поплавка 11, троса 10, намотанного на барабан 6. Барабан связан со вспомогательным барабаном 2 при помощи вала 5, на котором при помощи троса закреплён противовес 1. На валу 5 находится шестерёнка, которая передаёт вращение шестерёнке 7, а через неё счетному механизму 3. Через шестерню 8 вращение передаётся сельсину 9.

При одинаковых положениях обмоток синхронизации датчика и приёмника относительно обмоток возбуждения, индуцируемые ЭДС равны по величине, и направлены встречно. В результате ток в цепи трехфазных обмоток отсутствует.

При изменении уровня ротор сельсина – датчика (ДСУ – 1М) поворачивается на некоторый угол, ЭДС в трехфазных обмотках сельсинов оказываются различными, вследствие чего возникает уравнивающий ток. Взаимодействие результирующих магнитных потоков роторов и обмоток возбуждения создает на осях роторов синхронизирующие моменты, что вызывает поворот ротора приёмника (УСП – 1М) на тот же угол, на который был повернут сельсин датчика, т.е. до уравнивания ЭДС трехфазных обмоток и исчезновения уравнивающих токов.

Для дистанционного измерения перепада уровней используется комплект приборов ДСУ-1М – УСП-2М. Сельсинные датчики уровня УСП-1 устанавливаются соответственно в ВБ и НБ. В качестве сельсин – приёмника применяют устройство с дифференциальным сельсином ДСУ-2М, который имеет трехфазные обмотки в роторе и статоре. Трехфазные обмотки сельсинов – датчиков подключены соответственно к обмоткам ротора и статора дифференциального сельсина – приёмника УСП-2М.

В результате взаимодействия магнитных потоков обмоток ротора и статора, ротор поворачивается до тех пор, пока не совпадут результирующие векторы магнитных потоков обеих трехфазных обмоток. В свою очередь распределение токов в обмотках сельсина-приёмника зависит от положения роторов сельсинов-датчиков, определяемых уровнями воды в бьефах. Поэтому угол поворота ротора сельсина УСП-2М пропорционален перепаду уровней в бьефах. Пределы измерений уровня сельсином-приёмником составляют от 1,25 до 20 м.

Измерители подобной конструкции применялись на СШГЭС продолжительное время, до середины 90-х годов, но из-за частых сбоев, связанных с износом механических частей прибора, неравномерной намотки троса на барабан и сброса витков, залипания поплавка в трубе и т.д. потребовалась их существенная доработка.

9.2 Устройство и принцип действия лазерных дальномеров

Лазерный дальномер – это прибор для бесконтактного измерения удаленности предметов при помощи лазерного луча (рисунок 9.2)



Рисунок 9.2 – Принцип работы дальномера

Рассмотрим пример данного средства измерения на примере дальномера DIMETIX.

Данный прибор обладает следующими характеристиками:

- Разработан специально для применения в суровых условиях, в промышленности и на открытом воздухе;
- Выполнен в прочном металлическом корпусе, который обеспечивает класс защиты от пыли и влаги;
- Последовательный интерфейс ввода/вывода;
- Высокоточный аналоговый интерфейс;
- Точность измерений ± 3 мм;
- Дальность измерений до естественных объектов от 0,05 ÷ 65 м;
- Дальность измерений до отражающей пластины 25 ÷ 150 м;
- Рабочие температуры: -10 ÷ +50 °С;
- Прочный корпус, ударопрочный, виброзащищенный, класс защиты IP 65;
- Измерения могут производиться при любых погодных условиях;
- Скорость передачи данных 9600 бит/с.

Конструктивно дальномер DIMETIX состоит из двух печатных плат, на одной из которых смонтирован лазерный дальномер, а на другой – электронное вычислительное устройство. На рисунке 9.3 представлены компоненты прибора

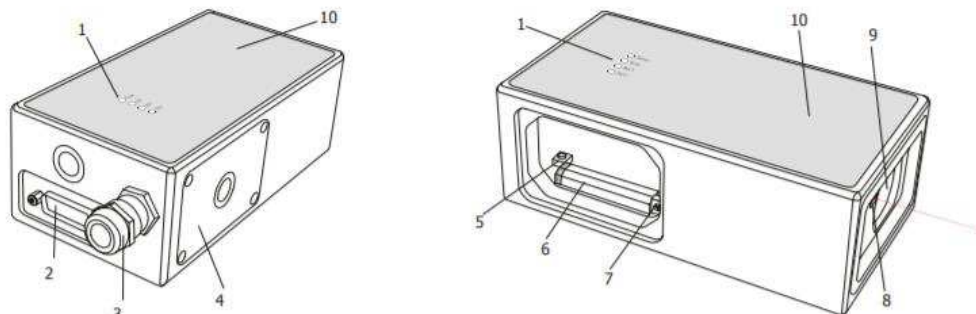


Рисунок 9.3 – Компоненты дальномера DIMETIX DLS-C(B)30

Дабы разобраться с данным датчиком, способ измерения при помощи дальномера DIMETIX мы рассмотрим на примере Саяно-Шушенской ГЭС.

На гребне плотины, V542 м, установлено 4 измерительные рулетки. Два датчика в 51-ой секции (основной и дублирующий), как показано на рисунке 9.4 а. И аналогично два датчика в 6-ой секции, рисунок 9.4 б.

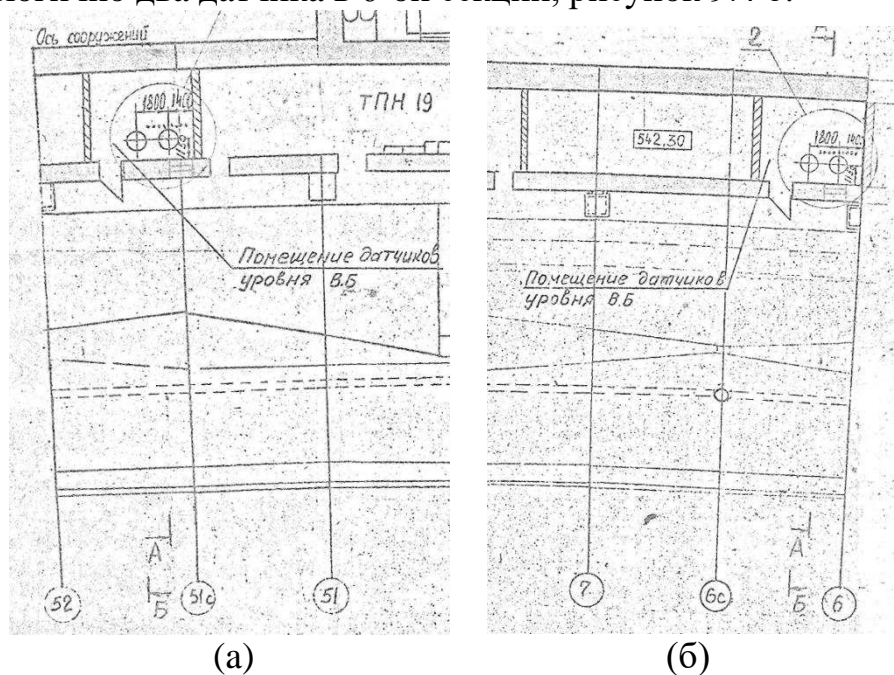


Рисунок 9.4 – Место установки датчиков в 51-ой секции (а), и место установки датчиков в 6-ой секции (б)

Схема измерения уровня верхнего бьефа СШГЭС (УВБ) представлена на рисунке 9.6.

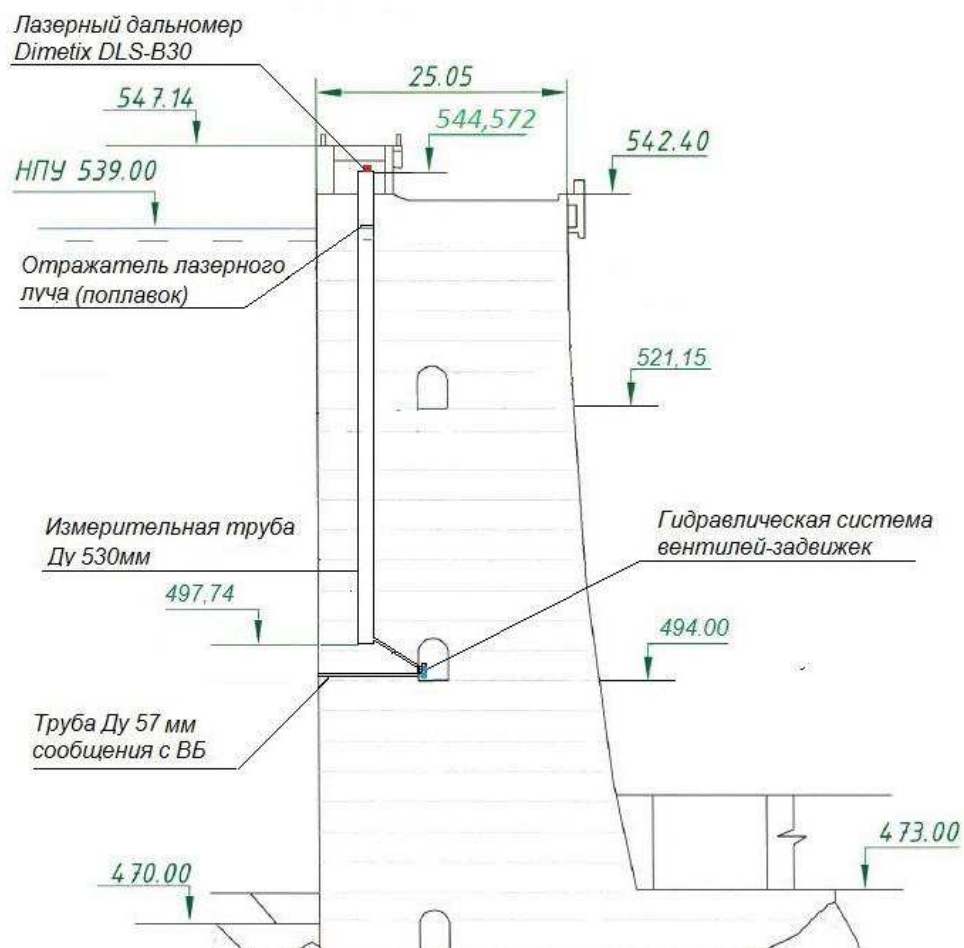


Рисунок 9.6 – Схема измерения уровня верхнего бьефа СШГЭС

Измеритель уровня бьефа представляет собой законченное функциональное устройство, состоящее из следующих функциональных блоков, установленных следующим образом:

- Лазерная рулетка;
- Устройство связи НМ-150 (Line Driver) для управления лазерной рулеткой и передачи от нее информации на НМ-150;
- АВР питания 220 В, которое обеспечивает резервное питание лазерной рулеткой и устройства связи (ШУС №1).

В щитах ЦПУ:

- Устройства связи НМ-150 (Line Driver) для обеспечения связи между щитами и устройством лазерного измерителя;
- Серверной с программой управления, приема и обработки информации.

В нижнем бьефе так же установлено две лазерные рулетки (основная и дублирующая). Место установки лазерных рулеток в нижнем бьефе представлено на рисунке 9.7.

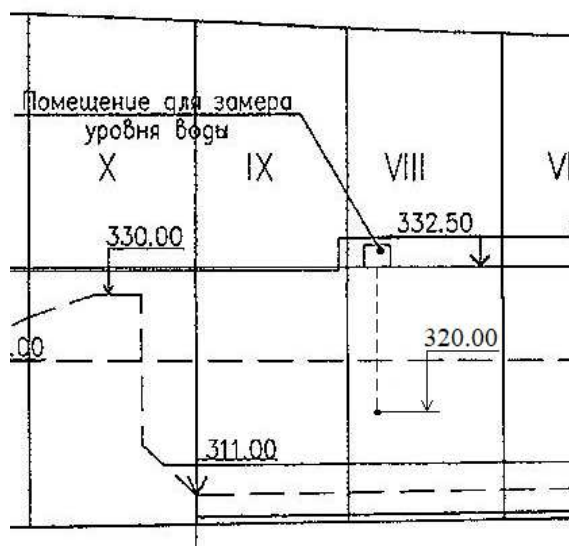


Рисунок 9.7 – Место установки лазерной рулетки в нижнем бьефе

Алгоритмический цикл работы лазерной рулетки:

Программа «DISTO» по циклическому таймеру выдает сигнал включения прибора на устройство связи (ШУС №2), устройство связи преобразует его и передает сигнал на устройство связи (ШУС №1), к которому подключена лазерная рулетка. После включения прибор производит измерение и выдает информационный сигнал на устройство связи (ШУС №1). Устройство связи передает информационный сигнал на устройство связи (ШУС №2), которое после преобразования выдает информационный сигнал на персональный компьютер. Программа «DISTO» обрабатывает полученную информацию и передает её на сервер. Структурная схема измерения уровня ВБ и НБ представлена в приложении Г.

Периодичность измерений составляет 60 секунд.

Светодалномерный метод измерений уровней бьефов полностью заменил неэффективную проектную пневмогидравлическую систему и недостаточно надежные сельсинные устройства, использованные в различные периоды строительства и начальной эксплуатации гидротехнических сооружений. Использование безотражательных дальномерных рулеток в качестве средства измерений позволило практически полностью исключить сбои в работе системе, а также повысить точность измерений почти в 2,5 раза.

9.3 Устройство и принцип действия датчиков давления

Третьим способом измерения уровня бьефов является интеллектуальный погружной зонд LMP 308i.

Погружные датчики давления серии LMP (в дальнейшем датчики), предназначены для непрерывного преобразования измеряемой величины – гидростатического давления жидких сред (в том числе агрессивных) в

унифицированные выходные сигналы по напряжению, либо в токовые выходные сигналы.

Данные датчики обладают следующими характеристиками:

- Диапазоны давления от 0 м вод.ст. до 0...250 м вод.ст.;
- Индивидуальная настройка диапазона по требованию заказчика;
- Кабель с пустотелой жилой для компенсации изменения атмосферного давления;
- Компенсация температурной погрешности;
- Прочная конструкция;
- Продолжительный срок службы;
- Высокая степень защиты от неправильного подключения, короткого замыкания и перепадов напряжения;
- Рабочие температуры: $-20\text{ }^{\circ}\text{C} \div +70\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- Время реакции датчика на изменение давления составляет 200 мс;
- Возможность измерения температуры воды.

Принцип действия представлен на рисунке 9.9

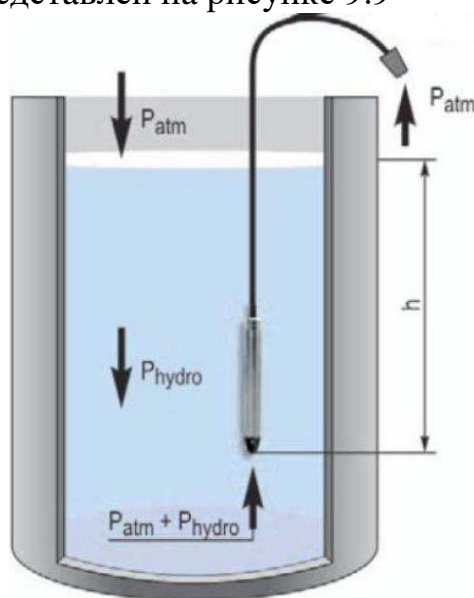


Рисунок 9.9 – Принцип действия погружного зонда

На рисунке 9.10 представлены компоненты погружного зонда LMP 308i.

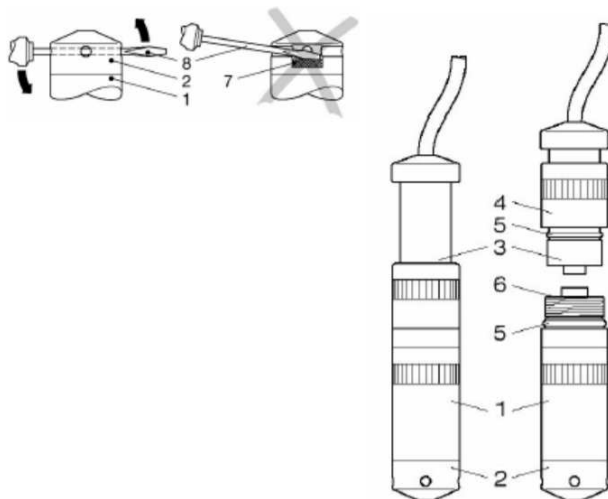


Рисунок 9.10 – Компоненты погружного зонда LMP 308i

Заглушка (2) снимается при помощи отвертки (8), просунутой через два противоположных отверстия заглушки, при этом необходимо не повредить тензомодуль (7). Датчики LMP 308i имеют разъемное кабельное соединение. Для отсоединения кабельной части, используется накидная гайка (4), при этом необходимо следить за тем, чтобы корпус кабельной части (3) не проворачивался относительно корпуса датчика (1).

Для измерения уровня нижнего бьефа предусматривается установка преобразователей давления погружного типа в закладной трубопровод системы измерений уровней бьефов ГЭС. Место и способ установки датчиков показаны на рисунках 9.11, 9.12 соответственно.

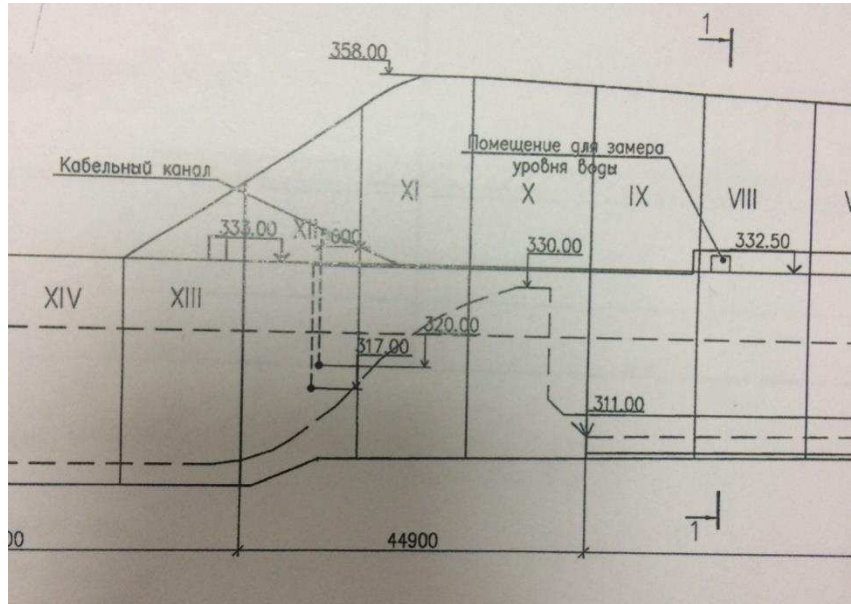


Рисунок 9.11 – Место установки погружного зонда LMP 308i

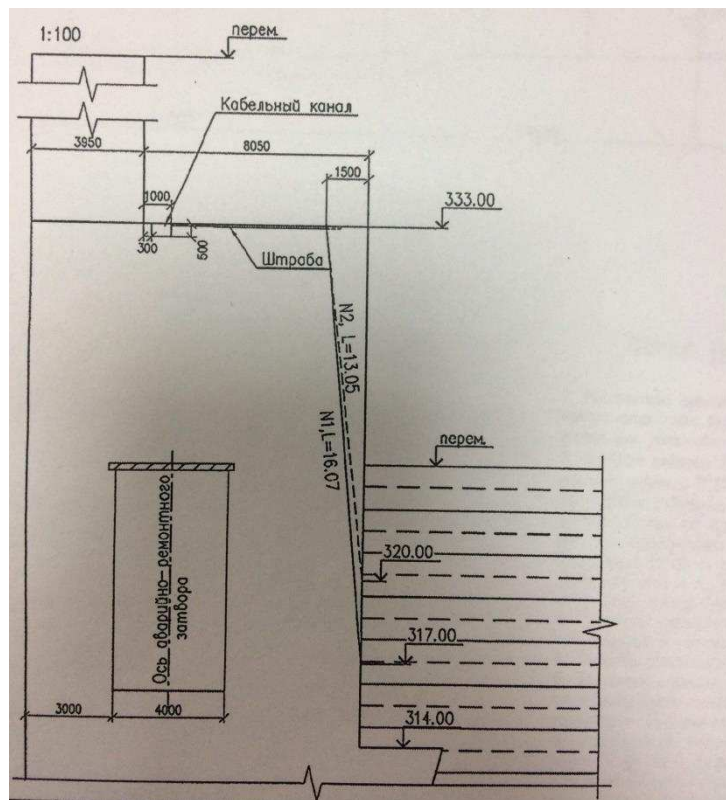


Рисунок 9.12 – Способ установки погружного зонда LMP 308i

Датчик состоит из измерительного блока давления и электронного преобразователя, конструктивно объединенных в стальном или пластиковом герметичном корпусе. Кабель, помимо питающих и сигнальных линий, содержит в себе пустотелую жилу, для подачи опорного атмосферного давления.

Датчики уровня нижнего бьефа устанавливаются в закладную трубу, предназначенную для пневмогидравлических датчиков перепада уровней. Сигналы от датчиков уровня нижнего бьефа вводятся в шкаф СИУ-НБ, содержащий блоки питания и преобразования сигнала. Выходные сигналы от этого шкафа подаются в компьютер. Компьютер производит управление системы СИУ, выполняя необходимые вычисления, выдает на монитор величины уровня бьефа.

В шкафу СИУ-НБ размещены блоки питания и аналого-цифровые преобразователи (АЦП). АЦП производят измерение напряжения на резисторе, пропорционального подаваемому аналоговому токовому сигналу от измерительного преобразователя давления, преобразуя его в цифру и выдавая в систему по интерфейсу, по команде от компьютера.

Сбор данных производится модулем сбора данных «НЕВОД+М8» (далее – модуль). Модуль представляет собой универсальный многоканальный вторичный преобразователь сигналов датчиков. Данный прибор предназначен для преобразования выходных сигналов аналоговых измерительных датчиков в цифровую форму. Дополнительно модуль осуществляет подсчет количества импульсов, поступивших на дискретные входы. Элементы управления и индикации представлены на рисунке 9.13.

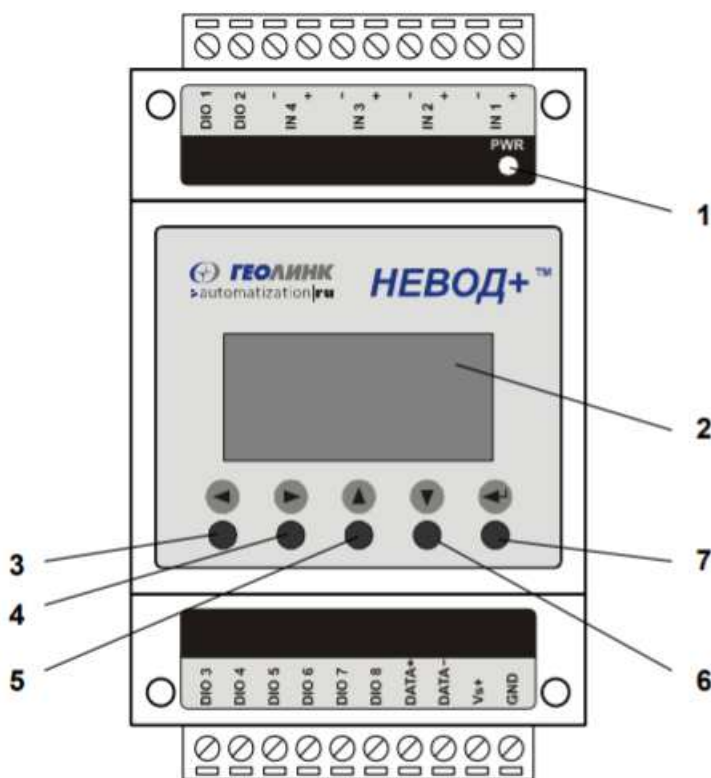


Рисунок 9.13 – Расположение элементов управления и индикации на корпусе прибора

Модуль сбора данных НЕВОД+ имеет следующие элементы управления и индикации:

1. Индикатор наличия питающего напряжения и активности модуля по RS-485;
2. Жидкокристаллический индикатор (отображение команд меню и информации о состоянии входов/выходов);
3. Кнопка перемещения курсора влево;
4. Кнопка перемещения курсора вправо;
5. Кнопка перемещения курсора вверх;
6. Кнопка перемещения курсора вниз;
7. Кнопка подтверждения команды (Enter).

Периодичность измерений составляет 4 часа (может быть изменено обслуживающим персоналом).

9.4 Факторы, влияющие на точность измерений

В верхнем бьефе, основными факторами, влияющими на точность измерений, являются нагонные ветровые явления, которые в свою очередь приводят к образованию волн. При этом явлении должно учитываться направление ветра, так как он может быть как встречным, так и боковым. В связи с этим, при боковом ветре показания приборов могут не совпадать, что обязательно должно учитываться при анализе данных. Допустимое отклонение зеркала водохранилища от нормального состояния может достигать до 20 мм.

Так же, на точность измерений свое влияние может оказывать прогиб зеркала водохранилища. Это явление возникает при работе агрегатов. Величина влияния этого фактора обусловлена нагрузкой гидроагрегатов, то есть величиной открытия направляющих аппаратов, и местом установки датчиков, измеряющих уровень верхнего бьефа. Но на СШГЭС данное явление не учитывается, так как лазерные рулетки установлены практически по краям створа, в 51-ой и 6-ой секциях, и расстояние между приборами более 900 м.

В нижнем бьефе существенное влияние оказывает работа агрегатов. Поток воды, проходящий по проточному тракту и выходящий из отсасывающей трубы в нижний бьеф очень беспокойен, и создает волновые явления, которые оказывают влияние на работу системы измерения. Вследствие чего, чем дальше от места установки датчика находится работающий агрегат, тем меньшее влияние на точность измерений он оказывает.

В связи с этим погрешности измерений уровней воды в бьефах зависят как от места установки измерительных приборов, так и от их конструкции. Поэтому место установки прибора должно выбираться особенно тщательно. Оно должно иметь минимальные ветровые и волновые колебания уровня воды, чтобы за счет скоростей потока не было локальных понижений или повышений уровней. Место установки должно быть удобным для осмотра прибора, по возможности защищенным от плавающих бревен, топляков, сора и др. Показания приборов должны характеризовать положение уровня бьефа по всему фронту водосбросного сооружения или ГЭС. Последнее требование для правильного измерения напора в ряде случаев трудновыполнимо, особенно при широких бьефах, при которых не исключено, что в ряде мест, значительно удаленных от измерительного прибора, будет наблюдаться отклонение фактического положения уровня воды от измеряемого.

Все перечисленные факторы обязательно должны учитываться при выборе и оборудовании приборами поста наблюдения за уровнем воды, что обеспечит получение надежных результатов и предохранит сами приборы от преждевременного выхода их из строя.

9.5 Выбор аппаратуры для измерений бьефов проектируемой ГЭС

Согласно СТО 17330282.27.140.004-2008 [38] выбор контрольно-измерительной аппаратуры производится следующим образом:

1. Контроль уровней воды в НБ и ВБ следует осуществлять с использованием различных типов поплавковых приборов, а так же
 - погружных датчиков давления;
 - устройств, для измерения расстояния до поверхности воды, например, лазерной рулетки.
2. Измерение уровня ВБ может проводиться в одной точке при общей длине напорного фронта более 500 м.;

3. Уровни бьефов следует измерять с помощью устройств с дистанционной передачей показаний на центральный пульт управления;
4. Измерение УНБ должно проводиться на выходе воды из отсасывающих труб гидромашины и на отводящем канале в створе установившегося движения потока воды при работающих водосбросах;
5. Точность измерения уровней напора должна быть не ниже $\pm 2-5$ см;
6. Гидрометрические посты в ВБ и НБ гидроузла должны быть оборудованы системой записи или системой передачи данных. Обработка полученной информации производится систематически.

9.5.1 Выбор дальномеров ВБ и НБ для Красноярской ГЭС

Основываясь на вышеизложенной информации, для измерений уровней верхнего и нижнего бьефов был выбран дальномер (лазерная рулетка) DIMETIX DLS-C30. Ниже представлены технические характеристики прибора:

- Разработан специально для применения в суровых условиях, в промышленности и на открытом воздухе;
 - Выполнен в прочном металлическом корпусе, который обеспечивает класс защиты от пыли и влаги;
 - Последовательный интерфейс ввода/вывода;
 - Высокоточный аналоговый интерфейс;
 - Точность измерений ± 3 мм;
 - Дальность измерений до естественных объектов от 0,05 ÷ 65 м;
 - Дальность измерений до отражающей пластины 25 ÷ 150 м;
 - Рабочие температуры: -10 ÷ +50 °С;
 - Прочный корпус, ударопрочный, виброзащищенный, класс защиты IP 65;
 - Измерения могут производиться при любых погодных условиях;
- Скорость передачи данных 9600 бит/с.

9.5.2 Выбор датчиков давления верхнего и нижнего бьефов для Красноярской ГЭС

На рисунке 9.14 представлена схема плотины с отметками уровней

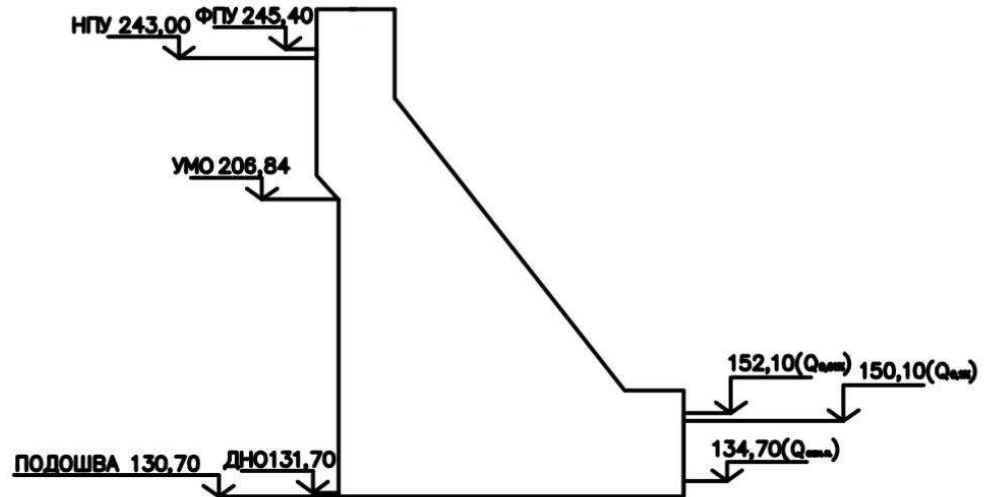


Рисунок 9.14 – Схема плотины

Для выбора датчиков давления ВБ и НБ необходимо вычислить перепад уровней между максимальным и минимальным значениями.

Для нижнего бьефа:

$$L_{НБ} = УНБ_{max} - УНБ_{min} = 152,10 - 134,70 = 17,4 \text{ м} \quad (9.1)$$

где $УНБ_{max} = УНБ_{max p=0,01\%} = 152,10 \text{ м}$;

$УНБ_{min} = УНБ_{min Q_{сан.п}} = 134,70 \text{ м}$.

Для верхнего бьефа:

$$L_{ВБ} = УВБ_{max} - УВБ_{min} = 245,40 - 206,84 = 38,56 \text{ м} \quad (9.2)$$

где $УВБ_{max} = \nabla ФПУ = 245,40 \text{ м}$;

$УВБ_{min} = \nabla УМО = 206,84 \text{ м}$.

По рассчитанным данным выбираются датчики давления LMP 308.

Технические параметры датчика представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Технические параметры LMP 308

Диапазоны давления		
-	ВБ	НБ
Уровень, м.вод.ст	10	10
Номинальное давление P_n , бар	1,0	1,0
Выходной сигнал		
Ток I, мА	4...20	
Питание		
Напряжение U, В	12-36	
Характеристики		
Основная погрешность	$\leq 0,35\%$	
Отклонение напряжения питания	$\leq 0,05\%$	
Температурный диапазон		

В качестве сбора данных выбран универсальный многоканальный вторичный преобразователь сигналов датчиков «НЕВОД+М8». Данный прибор передает измерения по интерфейсу RS-485 и имеет следующий ряд преимуществ:

- Скорость передачи данных может достигать 38400 бит/с;
- Приведенная погрешность: <0,1 %;
- Двухстрочный ЖКИ;
- Простота конструкции;
- Невысокая стоимость.

В результате проведенных исследований были выбраны наиболее современные и простые в эксплуатации датчики, а также предложены проектные решения размещения систем измерений уровней бьефов проектируемой станции.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте были рассчитаны и определены основные элементы и параметры Красноярского гидроузла на реке Енисей, являющегося сооружением I класса.

На первом этапе были определены значения расчетных максимальных расходов для случаев: поверочного – обеспеченностью 0,01 % и основного – 0,1 %, равных 26576 м³/с и 21663 м³/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность, равная 4100 МВт, а так же среднемноголетняя выработка, равная 17,4 млрд.кВт · ч.

На следующем этапе был определён тип гидроагрегатов и их оптимальное число. Для этого была определена область допустимых режимов работы, на которой определялись следующие напоры:

- Максимальный – 108 м;
- Расчетный – 80,5 м;
- Минимальный – 64 м.

Максимальный расход через все агрегаты, соответствующий расчетному напору, составляет 5800 м³/с

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛД115-В и РО115-В, разными диаметрами. Так как ПЛД115-В не прошла кавитационных испытаний, рассматривать её изначально мы не стали. По результатам расчетов был определён оптимальный вариант с двенадцатью агрегатами РО115-В, диаметром рабочих колёс 7,5 м.

По справочным данным для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой 93,8 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-1548/203-64УХЛ4 с номинальной активной мощностью 333 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с объединенными блоками и принята схема распределительного устройства КРУЭ 500 кВ – «3/2 или полуторная схема». По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: двенадцать силовых трансформаторов ТДЦ-500000/500, трансформаторы собственных нужд ТСЛ – 2500/15 У1, для ЛЭП – сталеалюминевые провода марки ЗхАС-300/66.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловая.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина – 110,00 м;
- станционная бетонная плотина – 349,50 м;
- бетонная глухая левобережная плотина – 242,00 м;
- бетонная правобережная плотина – 264,20 м;
- глухая, сопрягающая станционную и глухую бетонную – 22,00 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 88,40 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 130,70 м;
- число водосливных отверстий – 5;
- ширина водосливных отверстий в свету – 18 м;
- отметка гребня – 255,60 м;
- ширина гребня – 20,00 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется отлет струи.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,37 (нормативное значение для сооружений I класса – $>1,25$). Таким образом, плотина Красноярского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

Выполняя анализ и расчет экономических показателей, был сделан вывод об экономической эффективности строительства Красноярской ГЭС на реке Енисей, в результате получены следующие показатели:

- период окупаемости проекта – 9 лет и 5 месяцев;
- себестоимость производства электроэнергии, руб/кВт·ч = 0,10;
- удельные капиталовложения, руб/кВт=25632,14.

Таким образом, строительство Красноярского ГУ в настоящее время является актуальным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затева, Б.И. Силипаев; СШФ КГТУ.- Саяногорск, 2005. 114с
2. Использование водной энергии. Под ред. Д.С. Щавелева. Учебное пособие для вузов. Л., «Энергия», 1976. 656с. с ил.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа : <http://so-ups.ru/>
4. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Е. Ю. Затева. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; СаяноШушенский филиал, 2012. – 12 с.
5. Климат г. Междуреченск. [Электронный ресурс]// Климатические данные городов по всему миру – Режим доступа: <https://ru.climate-data.org/>
6. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
7. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие в 2 т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
8. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 6,7, 2014г. [Электронный ресурс]// «Школа Электрика». – Режим доступа: <http://rukiipro.ru/>
9. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» [Электронный ресурс]// «ПАО РусГидро». – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru>
10. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанции 35-750 кВ. Типовые решения» [Электронный ресурс]// «ФСК ЕЭС» – Режим доступа: <http://fsk-ees.ru>
11. СТО ОАО РАО «ЕЭС России» «Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта» [Электронный ресурс]// «ОАО РАО «ЕЭС России»» – Режим доступа: <https://so-ups.ru/>
12. Расчет токов короткого замыкания в программном комплексе RastrKZ: методические указания по эксплуатации программы для практических занятий, лабораторных работ, курсового и дипломного проектирования/ сост. Л.В. Толстихина, Н.Н. Феденёв; под ред. Л.В. Толстихиной. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2012. – 40 с.

13. СТО 17330282.27.140.020-2008 «Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания, нормы и требования» [Электронный ресурс]// «ПАО РусГидро». – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru>
14. ГОСТ Р 56303 – 2014 «Оперативно – диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению» [Электронный ресурс]// «Электронный фонд». – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/>
15. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» [Электронный ресурс]// «ФСК ЕЭС» – Режим доступа: <http://fsk-ees.ru>
16. ГОСТ Р 56302-2014 «Оперативно – диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования» [Электронный ресурс]// «Электронный фонд». – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/>
17. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 «Рекомендации по применению типовых принципиальных схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ» [Электронный ресурс]// «ФСК ЕЭС» – Режим доступа: <http://fsk-ees.ru>
18. Толстихина, Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электроэнергетических систем в примерах и иллюстрациях; учебное пособие для практических занятий / Л.В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно – Шушенский филиал, 2010. – 180 с.
19. Каталог «Разъединители внутренней установки» [Электронный ресурс]// «Завод электротехнического оборудования». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>
20. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Завод электротехнического оборудования». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/>
21. Каталог «Высоковольтные силовые трансформаторы для электросетей 110 – 750 кВ» [Электронный ресурс] // «ОАО Электрозавод» – Режим доступа: <http://www.elektrozavod.ru/>
22. Каталог «Общий каталог продукции» [Электронный ресурс] // «ООО КПМ» – Режим доступа: <http://complectprom.ru/>
23. Чернобровов Н.В. «Релейная защита» Учебное пособие для техникумов - Москва: Издательство «Энергия», 1974г
24. Каталог «РЗА подстанционного оборудования 110 – 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ООО НП «ЭКРА»» – Режим доступа: <https://www.ekra.ru/>
25. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – М.: ФГУП ЦПП, 2012
26. СП 40.13330.2012. Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная версия СНиП 2.06.06-85 - М.: ФГУП ЦПП, 2004

27. СП 38.13330.2012. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82 - М.: ФГУП ЦПП, 2004
28. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
29. Гидротехнические сооружения (речные): Учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М.: АСВ, 2011. - Ч.1. - 584 с.
30. Гидротехнические сооружения: Учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В. Малаханов и др. - М. : АСВ, 2011. - Ч.2. - 536 с.
31. СП 23.13330.2011. Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная версия СНиП 2.02.02-85 - М.: Госстрой, 1989.
32. СП 39.13330.2012. Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП СНиП 2.06.05-84 - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
33. Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования, СТО 17330282.27.140.002-2008. [Электронный ресурс]// «ПАО РусГидро». – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru>
34. СП 23.13330.2011. Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02 – 85 – М., 2011.
35. Часть вторая налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. № 117-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации от 7 августа 2000 г. №32 ст. 3340.
36. «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113
37. Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9) [Электронный ресурс]// «ПАО РусГидро». – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru>
38. «СТО 17330282.27.140.004-2008 Контрольно-измерительные системы и аппаратура гидротехнических сооружений ГЭС. Условия создания. Нормы и требования» – Введ. 15.04.2008. -Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. -58 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водноэнергетические расчеты

Таблица А.1 – Сработка Красноярской ГЭС в маловодном году

М-ц	Qбыт.пол	Qфильтр	Qводохр	Qхол.сбр	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	dV, км ³	Vкон	Zн	Zк	Zсред	Zнб	H	Ngэс	Nгар
XI	1108	1	1867	0	2975	2976	1200	72,00	4,84	67,16	243,00	238,84	240,92	140,12	100,8	2696	2695
XII	893	1	3711	0	4604	4605	1200	67,16	9,62	57,54	238,84	230,01	234,42	142,13	92,3	3820	3820
I	578	1	4625	0	5203	5204	1200	57,54	11,99	45,55	230,01	218,83	224,42	142,73	81,7	3821	3820
II	588	1	3568	0	4156	4157	1200	45,55	9,25	36,31	218,83	208,78	213,80	141,63	72,2	2696	2695
III	581	1	620	0	1201	1202	1200	36,31	1,61	34,70	208,78	206,84	207,81	136,72	71,1	768	по вхк
IV	1783	1	-584	0	1199	1200	1200	34,70	-1,51	36,21	206,84	208,67	207,75	136,71	71,0	766	по вхк
V	2778	1	-1579	0	1199	1200	1200	36,21	-4,09	40,31	208,67	213,35	211,01	136,71	74,3	801	по вхк
VI	5540	1	-4341	0	1199	1200	1200	40,31	-	51,56	213,35	224,55	218,95	136,71	82,2	886	по вхк
VII	3836	1	-2637	0	1199	1200	1200	51,56	-6,84	58,39	224,55	230,78	227,66	136,71	91,0	980	по вхк
VIII	4010	1	-2811	0	1199	1200	1200	58,39	-7,29	65,68	230,78	237,48	234,13	136,71	97,4	1050	по вхк
IX	3253	1	-2054	0	1199	1200	1200	65,68	-5,32	71,00	237,48	242,20	239,84	136,71	103,1	1112	по вхк
X	1584	1	-385	0	1199	1200	1200	71,00	-1,00	72,00	242,20	243,00	242,60	136,71	105,9	1141	по вхк

Продолжение приложения А

Таблица А.2 –Сработка Красноярской ГЭС в средневодном году

М-ц	Qбыт.пол	Qфильтр	Qводохр	Qхол.сбр	Qгэс	Qнб	Qвхк	Vнач	dV, км^3	Vкон	Zн	Zк	Zсред	Zнб	H	Ngэс	Nгар	Э, млрд кВт*ч
XI	1226	1	1867	0	3093	3094	1200	72,00	4,84	67,16	243,00	238,84	240,92	140,28	100,6	2798	2695	2,01
XII	1021	1	3711	0	4732	4733	1200	67,16	9,62	57,54	238,84	230,01	234,42	142,27	92,2	3920	3820	2,82
I	949	1	4625	0	5574	5575	1200	57,54	11,99	45,55	230,01	218,83	224,42	143,07	81,3	4076	3820	2,931
II	1002	1	3568	0	4570	4571	1200	45,55	9,25	36,31	218,83	208,78	213,80	142,10	71,7	2946	2695	2,12
III	1020	1	620	0	1640	1641	1200	36,31	1,61	34,70	208,78	206,84	207,81	137,80	70,0	1032	по вхк	0,74
IV	2485	1	-1280	0	1205	1206	1200	34,70	-3,32	38,02	206,84	210,78	208,81	136,73	72,1	781	по вхк	0,56
V	4880	1	-2000	0	2880	2881	1200	38,02	-5,18	43,20	210,78	216,44	213,61	139,98	73,6	1906	по вхк	1,37
VI	5713	1	-4350	0	1363	1364	1200	43,20	-	54,48	216,44	227,22	221,83	137,14	84,7	1038	по вхк	0,75
VII	3925	1	-2720	0	1205	1206	1200	54,48	-7,05	61,53	227,22	233,65	230,43	136,73	93,7	1015	по вхк	0,73
VIII	4136	1	-2591	0	1545	1546	1200	61,53	-6,72	68,24	233,65	239,81	236,73	137,58	99,1	1377	по вхк	0,99
IX	3301	1	-1000	0	2301	2302	1200	68,24	-2,59	70,83	239,81	242,06	240,94	139,07	101,9	2107	по вхк	1,52
X	1672	1	-450	0	1222	1223	1200	70,83	-1,17	72,00	242,06	243,00	242,53	136,77	105,8	1162	по вхк	0,84

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Параметры и характеристики проектируемой гидротурбины

Универсальная характеристика гидротурбины РО 115/810-В-51,56

№ 2503 ЛМЗ

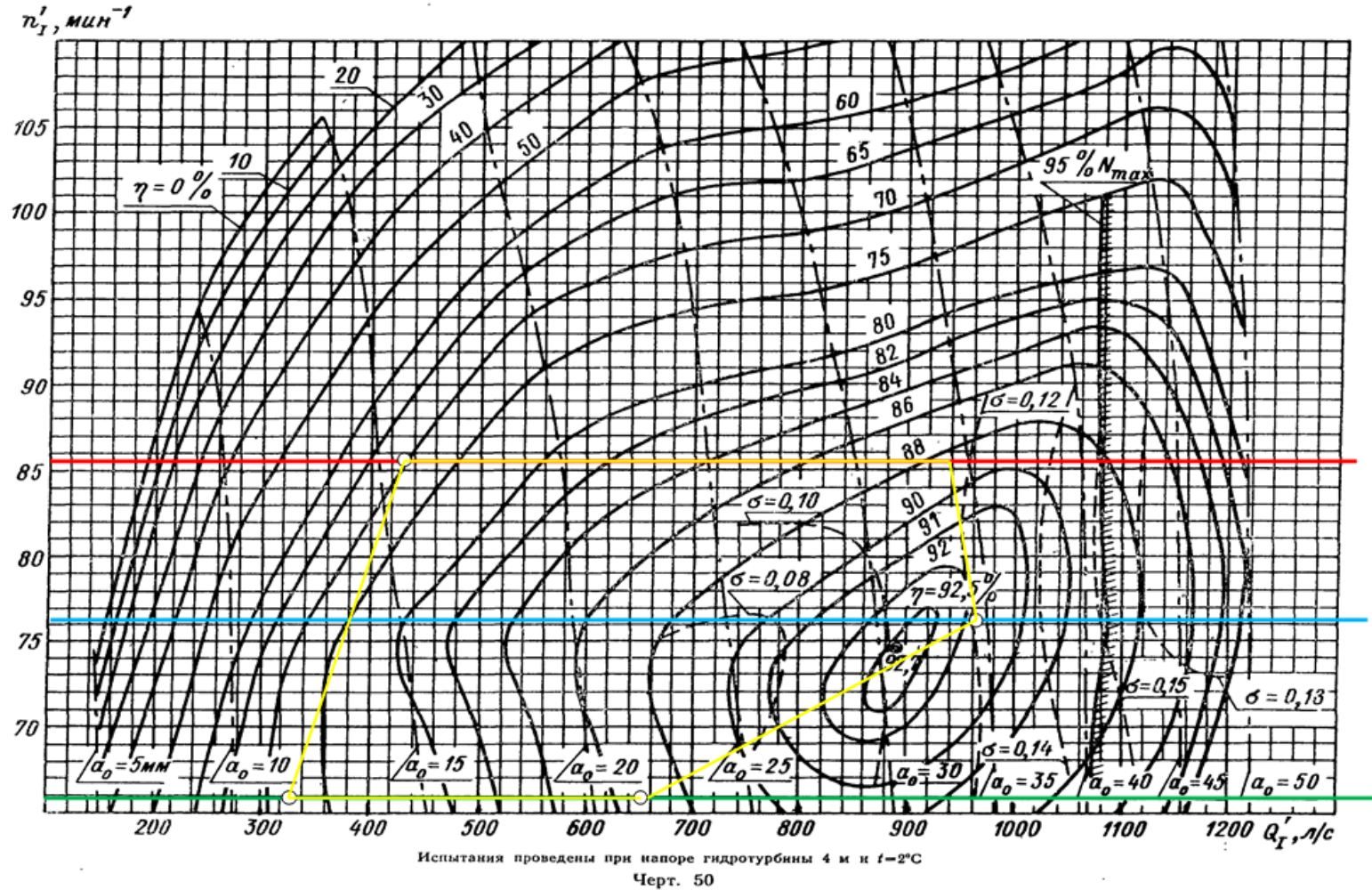


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика РО – 115В-750

Продолжение приложения А

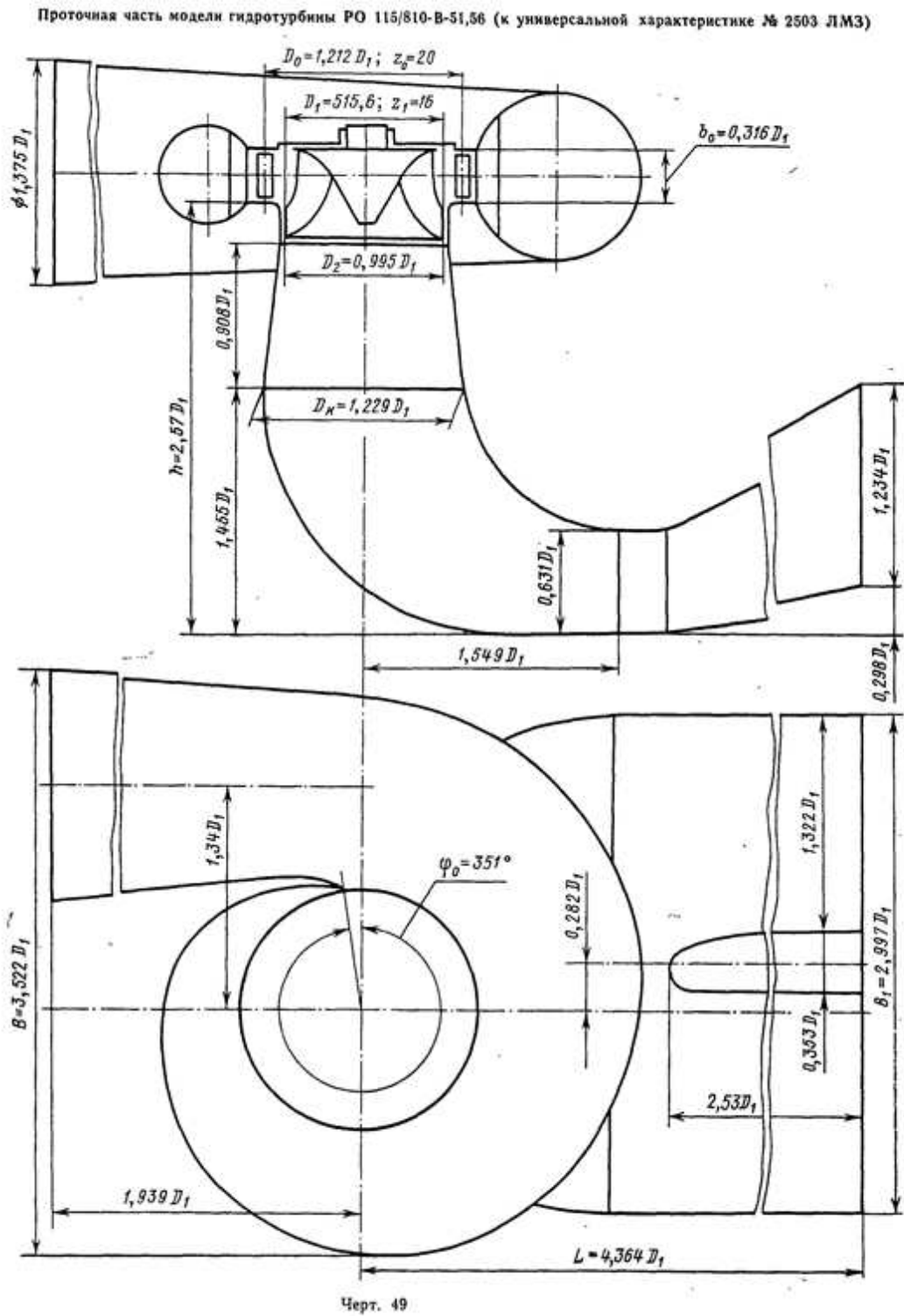


Рисунок Б.2 - Проточная часть турбины ПЛ – 50В-750

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Релейная защита и автоматика

Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,68 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,5	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,26 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,78 А	
Диф. Защита поперечная	$I\Delta >$	Ток срабатывания, $I_{ср}$	$0,2 \cdot I_H$	0,9 А	
Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	t	Коэффициент торможения, K_T	1,3	-
			Уставка срабатывания	-	0,2 В
Защита от повышения напряжения	$U >$	1 ступень	$U_{ср1}$	$1,2U_H$	120 В
		2 ступень	$U_{ср2}$	$1,4U_H$	140 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,32 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,13 \cdot I_H$	0,59 А
		ОТС I	$I_{2с.з.}$	$1,09 \cdot I_H$	4,93 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,84 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,97 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,43 \cdot I_{НОМ.Р}$	6,46 А
			$U_{ср}$	-	66 В
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,078	0,12 Ом
		2 ступень	Z_{II}	3,13	4,7 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,05 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,25 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,46 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,15 \cdot I_{НОМ.Р}$	8,7 А

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 М.В. Кочетков

подпись инициалы, фамилия
« 13 » июня 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02. - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КРАСНОЯРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЕНИСЕЙ.
ИЗМЕРЕНИЕ УРОВНЕЙ БЬЕФОВ, СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ
РЕШЕНИЯ**

Руководитель

 13.06.19г

подпись, дата

Старший преподаватель
кафедры ГГЭЭС СШФ СФУ

должность

А.М. Волошин
инициалы, фамилия

Выпускник

 13.06.19г

подпись, дата

М.В. Горбиков
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2019