

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.А. Ачитаев
подпись

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГУСЕЛЬНИЧЕСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ
ИРТЫШ. СТАНДАРТ МЭК 61850. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ В
ЧАСТИ РЗА.**

Руководитель

подпись, дата

Инженер по релейной защите
и автоматике, СРЗАиМ
должность

Широков А.В.
инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

Мальцев А.А.
инициалы, фамилия

Саяногорск 2020

Продолжение титульного листа выпускной бакалаврской работы по теме «Проектирование Гусельнической ГЭС на реке Иртыш. Стандарт МЭК 61850. Область применения в части РЗА».

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 и сооружения 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

ВВЕДЕНИЕ	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	10
1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла	10
1.2 Гидрологические данные проектируемого гидроузла	10
1.3 Инженерно геологические условия.....	13
1.4 Сейсмические условия.....	13
1.5 Энергоэкономическая характеристика района	14
1.6 Аналоги проектируемого гидроузла	14
2 Водно-энергетические расчеты	15
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности	15
2.2 Построение суточных графиков нагрузки с интегральной кривой нагрузки энергосистемы.....	18
2.3 Построение суточных графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	23
2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	25
2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году..	27
2.6 Расчет рабочей мощности Гусельнической ГЭС и баланс мощности.....	29
2.7 График сработки и наполнения водохранилища в малых и средних по водности условиях.....	32
3 Основное и вспомогательное оборудование	33
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	33
3.1.1 Построение режимного поля	33
3.1.2 Построение режимного поля	34
3.1.3 Построение режимного поля	35
3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	39
3.3 Гидромеханический расчёт спиральной камеры	41
3.4 Расчет деталей и узлов гидротурбины	44
3.4.1 Расчет вала на прочность	44
3.4.2 Расчет подшипника	44
3.5 Выбор типа серийного генератора	45
3.5.1 Основные параметры гидрогенератора	46
3.6 Выбор типа маслонапорной установки.....	46

3.7	Выбор кранового оборудования	47
3.8	Выбор электрогидравлического регулятора.....	47
4	Электрическая часть	48
4.1	Выбор структурной схемы ГЭС	48
4.2	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС.....	49
4.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком	49
4.4	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком	51
4.5	Выбор трансформаторов собственных нужд	52
4.6	Выбор количества отходящих ВЛ РУ высшего напряжения, марки проводов ВЛ.....	52
4.7	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета	53
4.8	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	54
4.9	Расчет токов короткого замыкания для выбора электрических аппаратов..	55
4.9.1	Расчет исходных данных.....	55
4.9.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	56
4.9.3	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима	57
4.9.4	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ	58
4.9.4.1	Выбор анализаторов и синхронизаторов	59
4.9.4.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения	59
4.10	Выбор параметров ОРУ	60
4.10.1	Выбор выключателей и разъединителей	60
4.10.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	60
5	Устройства РЗиА	62
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	62
5.2	Перечень защит блока генератор-трансформатор	63
5.3	Расчёт номинальных токов	64
5.4	Описание защит и расчет их уставок	65
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора.....	67
5.4.3	Защита от повышения напряжения ($U_{1>}$), ($U_{2>}$)	69
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)	70
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок(I_1).....	73

5.4.6	Дистанционная защита генератора $Z1 <, Z2 <$	75
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	78
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	80
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит	80
6	Компоновка и сооружение гидроузла	83
6.1	Определение класса гидротехнического сооружения	83
6.2	Определение отметки гребня плотины	83
6.2.1	Бетонная плотина	83
6.3	Гидравлические расчеты	85
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта	85
6.3.2	Определение отметки гребня водослива	86
6.3.3	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	87
6.3.4	Расчет водобойной стенки	88
6.3.5	Расчет водобоя	89
6.3.6	Построение профиля водосливной грани	90
6.3.7	Проверка ФПУ	91
6.4	Конструирование плотины	93
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины	93
6.4.2	Разрезка плотины швами	95
6.4.3	Быки	95
6.4.4	Устои	96
6.4.5	Дренаж тела бетонных плотин	96
6.4.6	Галереи в теле плотины	96
6.4.7	Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины	96
6.4.7.1	Противофильтрационные завесы	97
6.4.7.2	Дренажные устройства в основании	97
6.4.8	Конструктивные элементы нижнего бьефа	98
6.4.8.1	Водобой	98
6.4.8.2	Рисберма	98
6.5	Определение основных нагрузок на плотину	98
6.5.1	Вес сооружения и затворов	98
6.5.2	Сила гидростатического давления воды	99
6.5.3	Равнодействующая взвешивающего давления	100
6.5.4	Сила фильтрационного давления	100
6.5.5	Давление грунта	100
6.5.6	Волновое давление	101
6.5.7	Оценка прочности плотины	102
6.5.8	Критерий прочности плотины	105

6.5.9	Расчёт устойчивости плотины	105
6.6	Пропуск расходов через донный аварийный водосброс.....	106
7	Охрана труда, пожарная безопасность, техника безопасности, мероприятия по охране окружающей среды	108
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	108
7.2	Противопожарная безопасность	108
7.3	Охрана труда.....	109
7.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	110
7.5	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	111
7.6	Отходы, образующиеся при строительстве.....	112
7.6.1	Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме	112
7.6.2	Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы	113
7.7	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	113
8	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации.....	115
8.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	115
8.2	Текущие расходы по гидроузлу	115
8.3	Налоговые расходы.....	118
8.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	119
8.5	Оценка инвестиционного проекта.....	121
8.5.2	Коммерческая эффективность	121
8.5.3	Бюджетная эффективность	122
8.6	Анализ чувствительности.....	123
9	Стандарт МЭК 61850. Область применения в части РЗА.....	125
9.1	Требования к системе связи	125
9.2	Общий обзор и область применения стандарта МЭК 61850	125
9.3	Метод моделирования	128
9.4	Преобразование в реальные протоколы	129
9.5	Сравнение стандартов МЭК 61850 и МЭК 60870-5-104.....	130
9.5.1	МЭК 60870-5-104	130
9.5.2	Преимущества МЭК 61850 над МЭК 60870-5-104.....	131
9.6	Область применения в части РЗА.....	132
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	137
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	139
	ПРИЛОЖЕНИЕ А-В	143-146

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ГУСЕЛЬНИЧЕСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Иртыш
2. Наименование ГЭС Гусельническая
3. Местонахождение ГЭС..... Восточно-Казахстанская область
4. Тип проектируемой установки Гидроэлектростанция
5. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 900 м³/с
 - б) максимальный с обеспеченностью 1,0% 3413 м³/с
 - в) максимальный с обеспеченностью 0,1% 4771 м³/с
 - г) минимальный 170 м³/с
6. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стокагодовой
 - б) Отметка НПУ 345,00 м
 - в) Отметка ФПУ 346,00 м
 - г) Отметка УМО 339,64 м
 - д) объем водохранилища полный 9,84 км³
 - е) объем водохранилища полезный 4,52 км³
7. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный..... 19,9 м
 - б) расчётный..... 13,7 м
 - в) минимальный..... 11,9 м
8. Энергетические характеристики:
 - а) мощность установленная..... 316 МВт
 - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии 1,08 млрд. кВт·ч
9. Плотина (общая длина/максимальная высота):
 - а) правобережная глухая бетонная плотина 160,00 м/ 24,91 м
 - б) левобережная глухая бетонная плотина 173,60 м/25,03 м
 - в) станционная часть 150 м/ 25,03 м
10. Водосбросные сооружения:
 - 10.1. Поверхностный водослив:
 - а) число и размер пролётов 11x13 м
 - б) общая длина..... 143 м
 - в) максимальная высота..... 25,03 м
 - 10.2. Глубинные водовыпуски:
 - а) число и форма сечения 2 и прямоугольное
 - а) размеры сечения 5x2 м
11. Здание ГЭС:
 - а) тип здания русловое
 - б) число агрегатов 4
 - в) грунты в основании..... виды известняка
 - б) тип спиральной камеры..... бетонная
 - в) тип отсасывающей трубы..... изогнутая
12. Основное оборудование:

- а) тип турбин..... ПЛ20 –1000 – В
- б) тип генератора..... СВН-1340/150-96
- в) номинальная активная мощность генератора 91 МВт
- г) частота вращения 62,5 об/мин
- д) тип трансформаторов ТДЦ-125000/220-У1, УХЛ1

13. Технико-экономические показатели:

- а) срок окупаемости 13 лет, 4 месяцев
- б) себестоимость электроэнергии..... 4,82 руб/кВт·ч
- в) удельные капиталовложения 96973,73 руб/кВт·ч

ВВЕДЕНИЕ

Развитие гидроэнергетики способствует развитию инфраструктуры регионов, производя электроэнергию с меньшими издержками, по сравнению с ТЭС и АЭС, также, данная отрасль является экологически безопасной при соблюдении соответствующих норм и правил при возведении, а также эксплуатации плотины. Таким образом, необходимо уделять внимание и развивать гидроэнергетику в настоящее время.

Гидроэлектростанции имеют ряд преимуществ перед другими объектами выработки электроэнергии. Основное – это низкая себестоимость производства электроэнергии. Источником энергии является текущая вода, которая постоянно возобновляется. Еще одним преимуществом является быстрая маневренность, что положительно сказывается на балансе электроэнергии в сети. По этим показателям можно сделать вывод, что лидером в развитии электроэнергетики должна стать гидроэлектростанция.

В ходе курсового проектирования произведен обоснованный выбор гидротурбины, а именно класс, система, тип гидротурбины и выбрано количество гидроагрегатов с соответствующими размерами рабочего колеса, проточной части.

Целью выпускной работы является проектирование гидроэлектростанции с проработкой всех основных этапов, с применением и закреплением теоретических знаний, а также путем творческого подхода к решению поставленных задач и инженерной мысли.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Климат резко-континентальный с жарким умеренно сухим летом и холодной снежной зимой. Климат Восточно-Казахстанской области несколько схож с климатом Якутии. Лето в Восточном Казахстане как правило умеренно-жаркое, однако иногда при отсутствии дождя температура может приблизиться к отметке +40С°. Из-за этого в области возникают степные пожары. Зимой при вторжении арктических воздушных масс и последующем выхолаживании воздуха в антициклоне температура в отдельные годы снижается до –52С°. Зимой отмечаются метели. Годовое количество осадков 300 — 600 мм, в горах до 900 мм.

1.2 Гидрологические данные проектируемого гидроузла

Исток р.Иртыш вытекает из озера Зайсан на северо-запад через Бухтарминскую ГЭС. Длина реки – 4248 км. В створе проектируемой Гусельнической ГЭС водосборная площадь представляет местность с горными порогами. Площадь бассейна составляет 1643000 км². Уклон — порядка 0,03 м на километр.

Питание Иртыша смешанное: в верховьях снеговое, ледниковое и меньше дождевое; в нижнем течении снеговое, дождевое и грунтовое. Характер водного режима также существенно изменяется. В верхнем течении половодье начинается в апреле, максимум в начале июня, спад длится до октября.

В таблице 1.1 представлен гидрологический ряд расходов воды за период 1930-1979гг.

Таблица 1.1- гидрологический ряд реки Иртыш

№п/п	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1	1930	255	239	224	1132	1739	1259	935	920	600	567	249	262	698
2	1931	251	231	228	1013	2027	1881	1107	1036	830	800	366	286	838
3	1932	270	250	243	813	2805	1732	983	869	590	498	297	280	803
4	1933	240	226	214	973	1810	2588	2153	1112	919	646	429	327	970
5	1934	312	272	258	1045	3194	2487	1566	1076	732	729	517	325	1043
6	1935	287	271	251	1614	2310	2367	1919	1463	1057	911	616	334	1117
7	1936	343	305	278	1357	2556	1671	1441	979	614	549	298	280	889
8	1937	270	220	241	1268	1855	1649	1118	866	757	606	331	348	794
9	1938	301	282	268	1060	3340	2576	1532	1081	831	760	414	318	1064

Продолжение таблицы 1.1

№п/п	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp.год
10	1939	319	282	267	953	2442	1860	1603	1256	717	831	460	375	947
11	1940	284	267	245	627	1513	1370	920	730	565	470	256	237	624
12	1941	231	212	240	1171	1590	1708	1331	1038	729	626	286	242	784
13	1942	238	228	198	1074	1887	1156	754	797	514	444	284	265	653
14	1943	249	235	229	1138	1739	2576	1457	1438	1001	998	588	394	1004
15	1944	374	331	309	2276	3764	3107	1788	1434	1049	682	326	343	1315
16	1945	310	285	323	1470	2368	1854	1516	982	704	701	407	312	936
17	1946	309	287	254	1311	2473	1884	1407	902	717	622	295	299	897
18	1947	276	255	258	928	2763	2661	1128	929	764	590	277	281	926
19	1948	242	237	217	1190	1896	1320	897	726	517	479	287	270	690
20	1949	240	232	223	901	2360	2170	1578	1157	725	590	298	284	897
21	1950	270	241	264	1364	1855	1653	886	765	544	487	284	249	739
22	1951	247	239	224	1044	2545	2336	2170	1071	911	626	477	326	1018
23	1952	265	239	235	1191	2120	1459	812	750	622	654	347	286	748
24	1953	226	215	215	1281	1627	1826	1549	1098	866	701	517	288	867
25	1954	268	235	235	1455	1997	2712	1585	1216	922	792	695	370	1040
26	1955	286	271	410	1840	3650	3210	2711	1611	1040	955	670	333	1416
27	1956	260	256	256	1527	2350	1725	1540	982	737	539	327	282	898
28	1957	254	249	245	1035	2520	2149	1973	1370	1019	709	479	368	1031
29	1958	314	296	295	2217	1913	2398	1618	1372	1080	824	438	382	1096
30	1959	320	301	301	1797	1952	1749	898	816	555	515	285	272	813
31	1960	252	249	350	821	1701	1988	1089	822	654	578	632	347	790
32	1961	298	233	231	751	2253	1341	1271	900	610	488	313	270	747
33	1962	260	246	249	1218	2528	1495	936	825	660	701	390	331	820
34	1963	282	281	258	1183	3379	2863	1855	1082	612	503	312	274	1074
35	1964	242	229	236	980	1543	1366	1138	1551	792	677	523	274	796
36	1965	237	217	403	1534	1987	1491	850	763	524	496	288	270	755
37	1966	228	208	215	1246	3840	3320	1703	1245	998	1018	529	339	1241
38	1967	288	263	277	1799	1981	2620	1501	1155	903	856	426	331	1033
39	1968	266	254	256	1707	2355	2046	1602	930	646	507	304	244	926
40	1969	236	222	222	1556	2104	1755	1388	971	729	638	454	327	884

Окончание таблицы 1.1

41	1970	277	254	251	1824	2356	2352	1936	1131	737	590	370	286	1030
42	1971	243	221	235	1554	1621	1321	879	723	567	701	325	254	720
43	1972	235	221	221	1278	1777	2611	1452	875	583	630	359	240	874
44	1973	242	208	219	1049	2091	1668	1150	1230	721	836	374	278	839
45	1974	256	235	241	1929	2329	1966	1128	1038	820	753	509	275	957
46	1975	259	253	269	1868	1785	1522	1051	1015	673	574	393	268	828
47	1976	276	254	260	913	2464	2185	1153	908	840	670	592	370	907
48	1977	285	251	259	1056	1680	1777	1214	911	701	556	393	323	784
49	1978	254	239	233	1248	1646	1376	1091	747	646	578	331	269	722
50	1979	337	349	433	1364	1376	1434	955	971	502	423	256	245	720
Qcp		269	249	255	1299	2238	1994	1362	1030	744	657	401	301	900

Таблица 1.2 - Данные отметок нижнего бьефа от расходов водохранилища

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней верхнего бьефа			
		Зима		Лето	
V, км ³	Z _{ВБ} , м	Q, м ³ /с	Z _{НБ} , м	Q, м ³ /с	Z _{НБ} , м
0,00	325	0,00	325,00	0,00	325,00
0,88	330,40	240	325,60	300	325,60
1,75	333	720	326,60	900	326,60
2,63	335	1200	327,50	1500	327,50
3,5	336,60	1680	328,20	2100	328,20
4,38	338,20	2160	329,00	2700	329,00
5,25	339,40	2640	329,60	3300	329,60
6,13	340,80	3120	330,10	3900	330,10
7,00	342,10	3600	330,30	4500	330,30
7,88	343,10	3816,80	330,40	4771	330,40
8,75	344	4080	330,50	5100	330,50
9,63	344,80	н/д	н/д	н/д	н/д
9,84	345,00	н/д	н/д	н/д	н/д

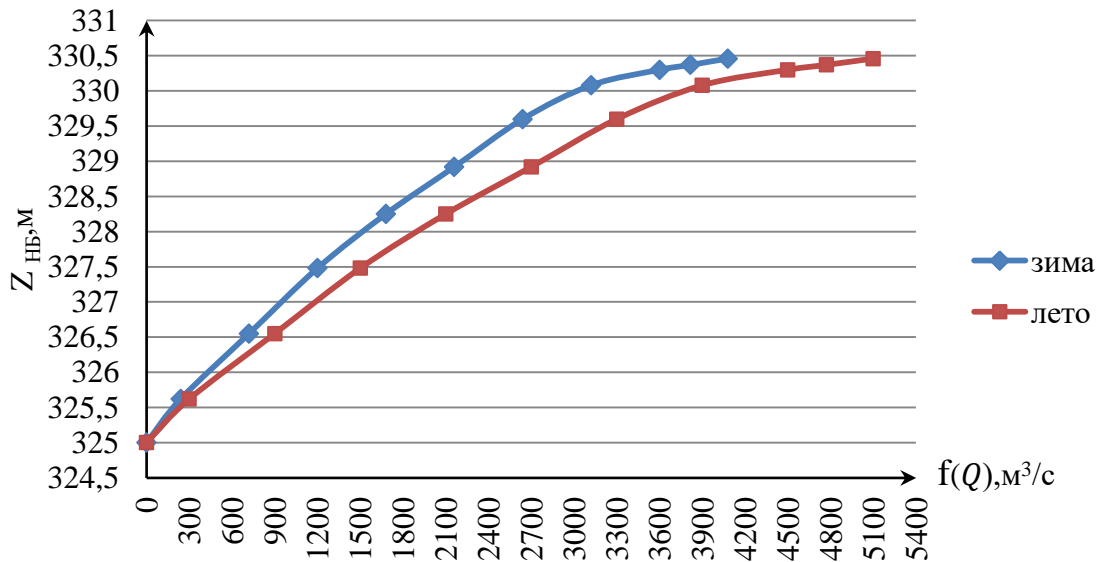


Рисунок 1.1 - Кривые связи $Z_{НБ}=f(Q)$

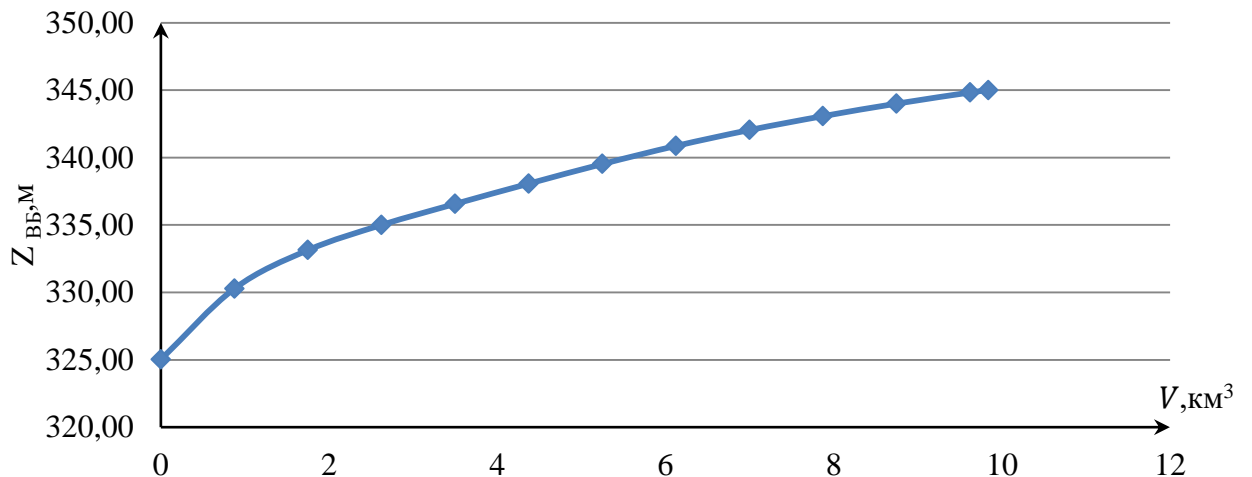


Рисунок 1.2 - Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

1.3 Инженерно геологические условия

В месте проектируемой станции грунтом основания являются виды известняка. Дно в основании здания ГЭС находится на отметке 325 м. Ширина по гребню плотины равна 639,60 м.

1.4 Сейсмические условия

В регионе, где проектируется Гусельническая ГЭС, землетрясения достигают амплитуды примерно 4 баллов по шкале MSK-64. За последние годы толчков не наблюдалось.

1.5 Энергоэкономическая характеристика района

Гусельническая ГЭС предназначена для выработки электроэнергии и для покрытия потребностей Восточно-Казахстанской области.

Суммарная установленная мощность всех электростанций Казахстана составляет 18 992.7 МВт электроэнергии. Выработка по типу электростанций распределяется следующим образом:

- ТЭС (тепловые электростанции) — 87,7 %;
- КЭС (конденсационная электростанция) — 48,9 %;
- ТЭЦ (теплоэлектроцентраль) — 36,6 %;
- ГТЭС (газотурбинная электростанция) — 2,3 %;
- ГЭС (гидроэлектростанции) — 12,3 %.
-

1.6 Аналоги проектируемого гидроузла

В качестве аналога проектируемой ГЭС рассматривалась Майнская ГЭС, которая имеет подобные мощностные и напорные характеристики.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень).

Для данного створа реки Иртыш к половодью относятся месяцы IV, V, VI, VII, VIII, а к межени – I, II, III, IX, X, XI, XII.

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

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

где m – порядковый номер члена ряда расходов (среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных), ранжированного в убывающем порядке;

n – общее число членов ряда.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного, средневодного и многоводного года принимаются равными 90, 50 и 10% соответственно.

Таблица 2.1- Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, средневодных и среднемеженных расходов

m	P, %	Qср.год	Годы	Qср.меж.	Годы	Qср.пол.	Годы
1	2	1416	1955	566	1955	2604	1955
2	4	1315	1944	532	1935	2474	1944
3	6	1241	1966	528	1943	2271	1966
4	8	1117	1935	518	1958	2072	1963
5	10	1096	1958	505	1966	1935	1935
6	12	1074	1963	502	1954	1920	1970
7	14	1064	1938	488	1944	1918	1938
8	16	1043	1934	478	1967	1904	1958
9	18	1040	1954	475	1957	1874	1934
10	20	1033	1967	466	1976	1833	1951
11	22	1031	1957	464	1939	1811	1967
12	24	1030	1970	453	1938	1809	1957
13	25	1018	1951	449	1934	1793	1954
14	27	1004	1943	441	1974	1728	1968
15	29	970	1933	437	1960	1727	1933
16	31	957	1974	436	1951	1682	1947

Окончание таблицы 2.1

m	P, %	Qср.год	Годы	Qср.меж.	Годы	Qср.пол.	Годы
17	33	947	1939	435	1945	1678	1974
18	35	936	1945	433	1953	1670	1943
19	37	926	1947	429	1933	1638	1945
20	39	926	1968	427	1931	1633	1949
21	41	907	1976	425	1964	1625	1956
22	43	898	1956	411	1973	1623	1939
23	45	897	1946	405	1962	1601	1936
24	47	897	1949	404	1969	1599	1972
25	49	889	1936	398	1946	1595	1946
26	51	884	1969	396	1937	1555	1969
27	53	874	1972	395	1977	1525	1976
28	55	867	1953	395	1970	1476	1953
29	57	839	1973	386	1947	1448	1975
30	59	838	1931	384	1975	1442	1959
31	61	828	1975	381	1936	1440	1932
32	63	820	1962	380	1956	1438	1973
33	65	813	1959	378	1952	1413	1931
34	67	803	1932	370	1949	1400	1962
35	69	796	1964	367	1941	1368	1941
36	71	794	1937	364	1978	1351	1937
37	73	790	1960	364	1959	1328	1977
38	75	784	1941	364	1971	1325	1965
39	76	784	1977	364	1979	1316	1964
40	78	755	1965	360	1963	1305	1950
41	80	748	1952	356	1972	1303	1961
42	82	747	1961	354	1968	1284	1960
43	84	739	1950	349	1961	1266	1952
44	86	722	1978	348	1965	1222	1978
45	88	720	1971	347	1932	1220	1979
46	90	720	1979	342	1930	1220	1971
47	92	698	1930	334	1950	1206	1948
48	94	690	1948	332	1940	1197	1930
49	96	653	1942	321	1948	1134	1942
50	98	624	1940	310	1942	1032	1940

Зеленым цветом выделен 1979 год, который соответствует 90% обеспеченности от среднегодовых расходов, красным цветом выделен 1969 год, который соответствует 50% обеспеченности от среднегодовых расходов. Маловодный год (90%), средневодный год (50%).

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью для средневодного года:

$$K_M = \frac{Q_{\text{меж}50\%}}{Q_{\text{меж}1969}} = \frac{397}{404} = 0,98 \quad (2.2)$$

$$K_M = \frac{Q_{\text{пол}50\%}}{Q_{\text{пол}1969}} = \frac{1575}{1555} = 1,01 \quad (2.3)$$

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью для маловодного года:

$$K_M = \frac{Q_{\text{меж}90\%}}{Q_{\text{меж}1979}} = \frac{342}{364} = 0,94 \quad (2.4)$$

$$K_M = \frac{Q_{\text{пол}90\%}}{Q_{\text{пол}1979}} = \frac{1220}{1220} = 1,00 \quad (2.5)$$

Таблица 2.2- Расходы в расчетном средневодном году 1969 г.(P=50%), м³/с

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Исходные	236	222	222	1556	2104	1755	1388	971	729	638	454	327
Привед.	232	218	218	1572	2125	1773	1402	981	716	627	446	321
С ут.коэф	232	218	218	1567	2119	1767	1398	978	716	627	446	321

Таблица 2.3- Расходы в расчетном маловодном году 1979 г.(P=90%), м³/с

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Исходные	337	349	433	1364	1376	1434	955	971	502	423	256	245

В средневодном году имеем четыре месяца, в которых расход меньше, чем в маловодном году (I,II,III,XI месяц). Требуется дополнительная корректировка.

Таблица 2.4- Расходы средневодного года (P=50%) с корректировкой

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q _{50%} -Q _{90%}	-105	-131	-215	203	743	333	443	7	214	204	190	76
Изменения	105	131	215	0	0	0	0	0	-105	-131	-190	-25
С коррек.	337	349	433	1567	2119	1767	1398	978	611	496	256	296

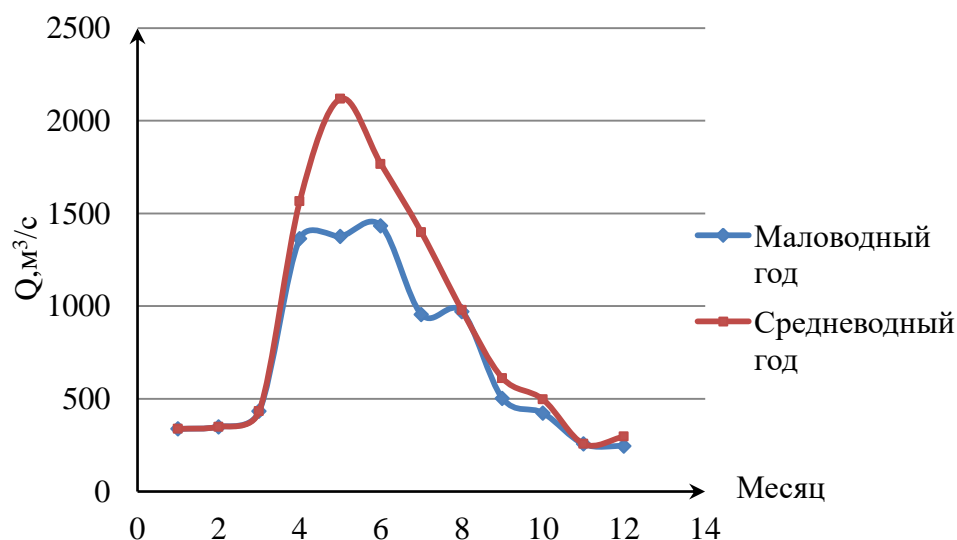


Рисунок 2.1- Гидрографы средневодного и маловодного годов

2.2 Построение суточных графиков нагрузки с интегральной кривой нагрузки энергосистемы

Проектируемый створ на реке Иртыш расположен в Восточно-Казахстанской области, которая по энергосистеме соответствует Башкирскому РДУ и ОДУ Урала.

Для построения суточных графиков нагрузки по зиме и лету необходимо найти коэффициент k , равный отношению годовых выработок ОДУ Урала и Башкирскому РДУ:

$$k = \frac{\mathcal{E}_{\text{ОДУ}}}{\mathcal{E}_{\text{РДУ}}} = \frac{260,61 \text{ млрд.кВт}\cdot\text{ч}}{23,8 \text{ млрд.кВт}\cdot\text{ч}} = 10,95 \quad (2.6)$$

Используя коэффициент k , получим исходные данные для построения графиков.

Таблица 2.5- Данные для построения суточных графиков нагрузки и ИКН для зимних суток

Время	Мощность потребления ОДУ, МВт	Мощность потребления РДУ, МВт	$P_{\text{ранж}}$, МВт	$P_{\text{корд}}$, МВт	$\mathcal{E}_{\text{корд}}$, млн.кВт·ч
1	31809	2906	3253	9	0,009
2	32987	3013	3244	19	0,030
3	34205	3124	3234	32	0,067
4	35214	3216	3221	37	0,089
5	35410	3234	3216	43	0,118
6	35274	3221	3210	61	0,224
7	34783	3177	3192	77	0,335

Продолжение таблицы 2.5

Время	Мощность потребления ОДУ, МВт	Мощность потребления РДУ, МВт	$P_{\text{ранж}}$, МВт	$P_{\text{корд}}$, МВт	$\mathcal{E}_{\text{корд}}$, млн.кВт·ч
8	34499	3151	3177	90	0,441
9	34278	3130	3163	103	0,555
10	34092	3113	3151	117	0,696
11	34345	3137	3137	123	0,763
12	34957	3192	3130	129	0,843
13	35623	3253	3124	140	0,979
14	35523	3244	3113	156	1,204
15	35151	3210	3097	241	2,475
16	34638	3163	3013	244	2,526
17	33915	3097	3009	311	3,672
18	32952	3009	2942	348	4,338
19	32214	2942	2905	364	4,640
20	31635	2889	2889	404	5,440
21	31197	2849	2849	422	5,810
22	30876	2820	2831	434	6,070
23	30792	2812	2820	441	6,243
24	31004	2831	2812	3253	73,733

По данным столбцов $P_{\text{корд}}$ и $\mathcal{E}_{\text{корд}}$ строим ИКН зимнего периода. При построении графика оси делаем обратными и переводим выработку в млн.кВт·ч. Позже совмещаем эти графики в одном масштабе.

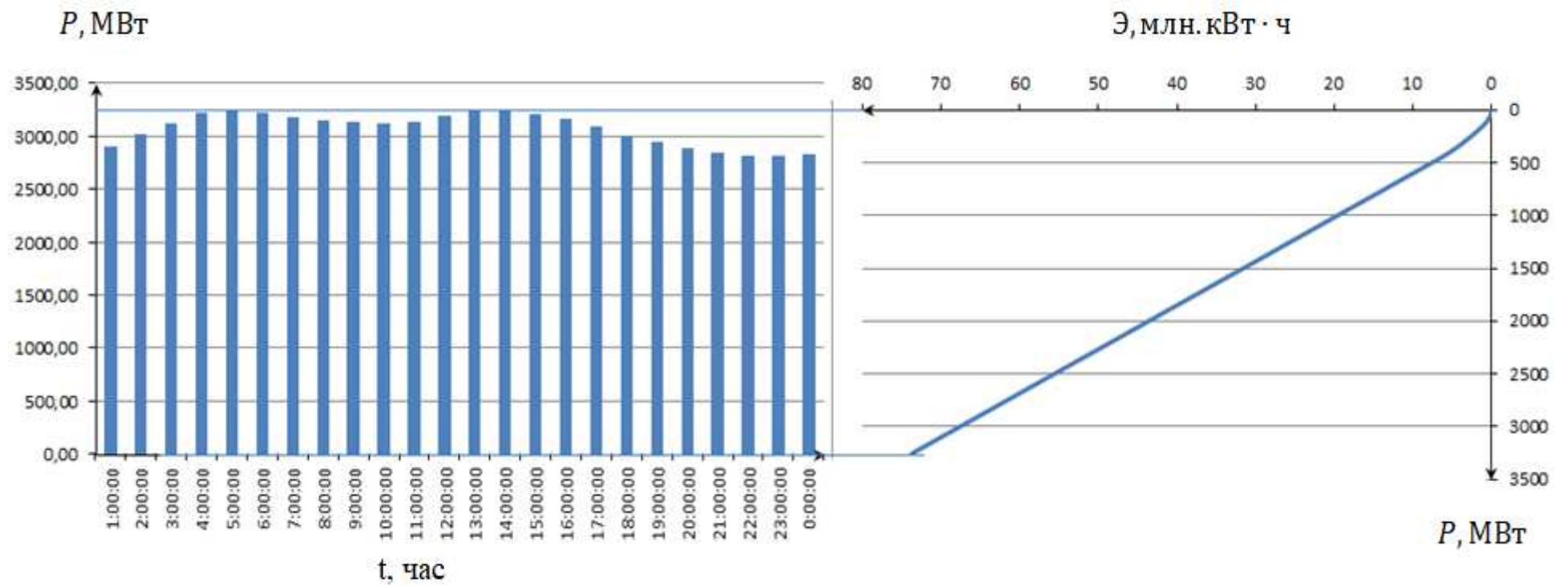


Рисунок 2.2 - Суточный график нагрузки и ИКН для зимних суток

Таблица 2.6 - Данные для построения суточных графиков нагрузки и ИКН для летних суток

Время	Мощность потребления ОДУ, МВт	Мощность потребления РДУ, МВт	$P_{\text{ранж}}$, МВт	$P_{\text{корд}}$, МВт	$\mathcal{E}_{\text{корд}}$, млн.кВт·ч
1	23921	2185	2534	10	0,010
2	23718	2166	2524	28	0,046
3	23699	2164	2506	36	0,070
4	24108	2202	2497	43	0,096
5	24954	2279	2491	50	0,132
6	25947	2370	2484	52	0,147
7	27110	2476	2481	58	0,186
8	27742	2534	2476	70	0,282
9	27632	2524	2464	71	0,297
10	27437	2506	2462	76	0,343
11	27347	2498	2457	80	0,389
12	27277	2491	2453	83	0,425
13	27170	2481	2450	88	0,484
14	26978	24634	2446	91	0,530
15	26960	2462	2443	164	1,623
16	26864	2453	2370	175	1,796
17	26831	2450	2359	253	3,123
18	26781	2446	2281	255	3,156
19	26909	2457	2279	303	4,074
20	27197	2484	2231	332	4,653
21	26745	2443	2202	349	5,011
22	25829	2359	2185	368	5,419
23	24974	2281	2166	369	5,459
24	24521	2239	2164	2534	57,402

По данным столбцов $P_{\text{корд}}$ и $\mathcal{E}_{\text{корд}}$ строим ИКН летнего периода. При построении графика оси делаем обратными и переводим выработку в млн.кВт·ч. Позже совмещаем эти графики в одном масштабе.

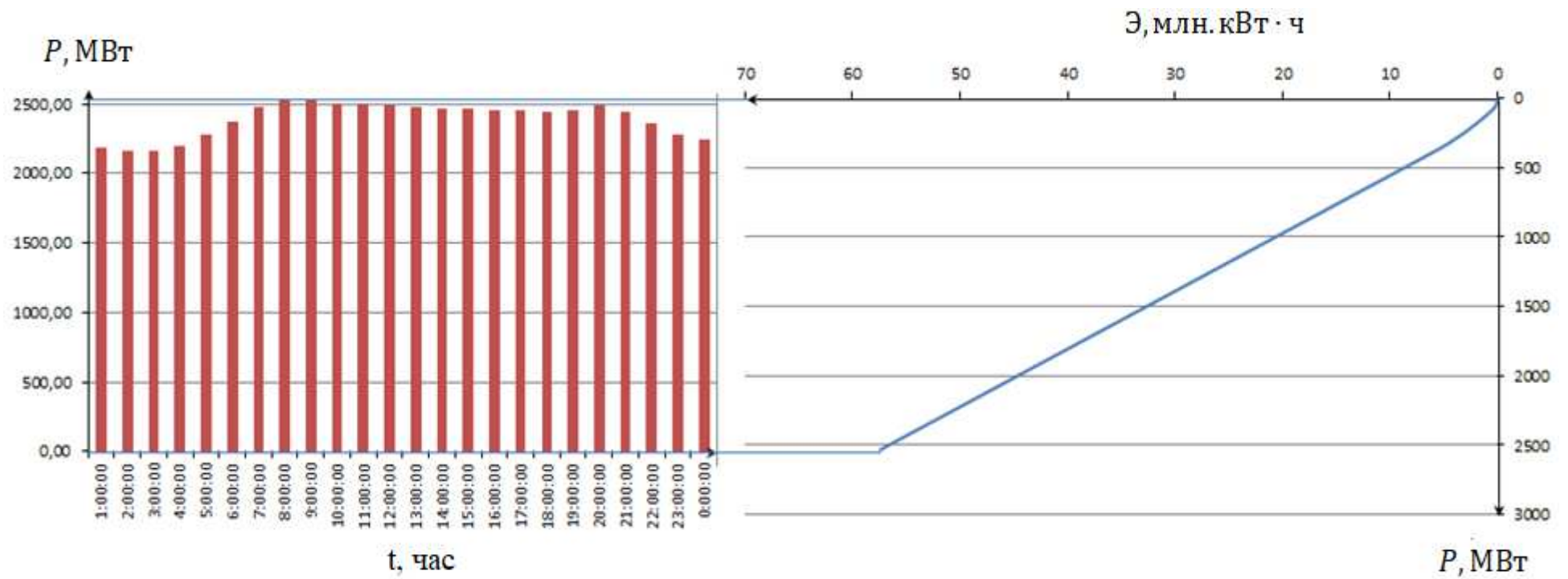


Рисунок 2.3 - Суточный график нагрузки и ИКН для летних суток

2.3 Построение суточных графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Найдем максимальную нагрузку энергосистемы для каждого месяца:

$$P_t^{\max} = a + b \cdot |30^\circ \cdot t - 15^\circ| \quad (2.7)$$

где t - номер месяца в году;

Найдем коэффициенты a и b :

$$a = \frac{P_3^{\max} + P_L^{\max}}{2} \quad (2.8)$$

$$b = \frac{P_3^{\max} - P_L^{\max}}{2} \quad (2.9)$$

где P_3^{\max} – максимальная мощность по данным энергосистемы зимнего месяца;

P_L^{\max} – максимальная мощность по данным энергосистемы летнего месяца.

Найдем среднемесячную нагрузку энергосистемы для каждого месяца:

$$\bar{P}_t = a + b \cdot |30^\circ \cdot t - 15^\circ| \quad (2.10)$$

где t – порядковый номер месяца в году;

Найдем коэффициенты a и b :

$$a = \frac{\bar{P}_3 + \bar{P}_L}{2} \quad (2.11)$$

$$b = \frac{\bar{P}_3 - \bar{P}_L}{2} \quad (2.12)$$

P_3^{\max} и P_L^{\max} были определены в ранее сделанной работе:

$$P_3^{\max} = 3253 \text{ МВт};$$

$$P_L^{\max} = 2533,52 \text{ МВт}.$$

Тогда коэффициенты a и b будут равны:

$$a = \frac{P_3^{\max} + P_L^{\max}}{2} = \frac{3253 + 2533,52}{2} = 2893,26 \text{ МВт};$$

$$b = \frac{P_3^{\max} - P_L^{\max}}{2} = \frac{3253 - 2533,52}{2} = 359,74 \text{ МВт}.$$

Для среднемесячной нагрузки так же как и для максимальной нагрузки найдем значения \bar{P}_3 и \bar{P}_L :

$$\bar{P}_3 = 3072,2 \text{ МВт};$$

$$\bar{P}_л = 2391,76 \text{ МВт}.$$

Тогда коэффициенты а и b будут равны:

$$a = \frac{\bar{P}_3 + \bar{P}_л}{2} = \frac{3072,2 + 2391,76}{2} = 2731,98 \text{ МВт};$$

$$b = \frac{\bar{P}_3 - \bar{P}_л}{2} = \frac{3072,2 - 2391,76}{2} = 340,22 \text{ МВт}.$$

Таблица 2.7 - Расчет максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Месяцы	P_t^{\max}	P_t^{cp} , МВт
1	3241	3061
2	3148	2973
3	2987	2820
4	2800	2644
5	2639	2492
6	2546	2403
7	2546	2403
8	2638	2491
9	2799	2643
10	2985	2819
11	3147	2972
12	3240	3060

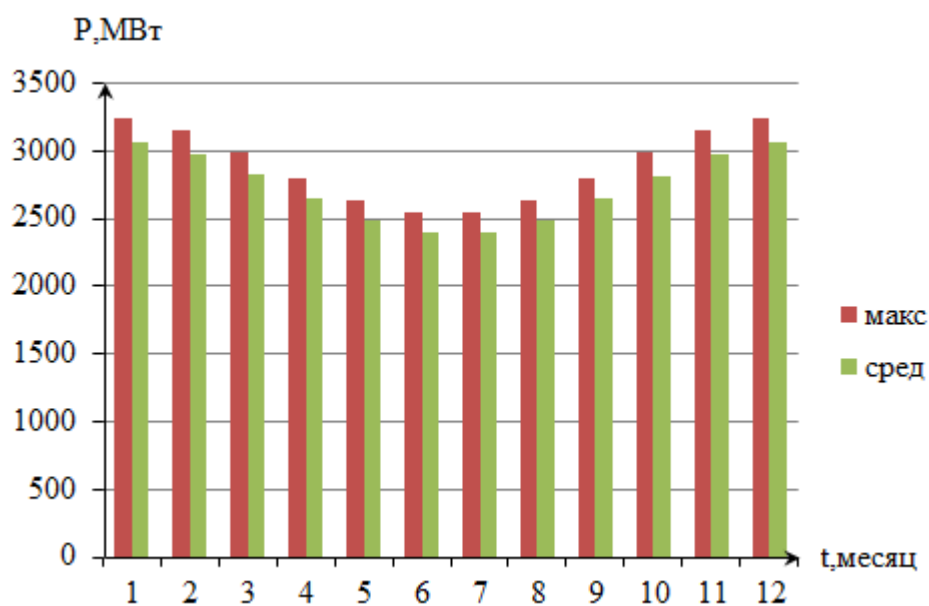


Рисунок 2.4 - Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

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

Для того чтобы выполнить данный расчет необходимо вычислить мощности на бытовом стоке для каждого месяца по следующей формуле:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{полез}} \cdot H \quad (2.13)$$

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

$Q_{\text{полез}}$ – полезный бытовой расход расчетного маловодного года, $\text{м}^3/\text{с}$.

$$Q_{\text{полез}} = Q_{90\% \text{ быт}} - Q_{\text{шлюз}} - Q_{\text{фил}} - Q_{\text{исп}} \pm Q_{\text{льда}} \quad (2.14)$$

где $Q_{\text{фил}}$ – расход, расходуемый на фильтрацию воды в водохранилище;

$Q_{\text{шлюз}}$ – расход, расходуемый на шлюзование воды в водохранилище;

$Q_{\text{исп}}$ – расход, расходуемый на испарение воды в водохранилище;

$Q_{\text{льда}}$ – расход, расходуемый на ледообразование воды в водохранилище;

H – напор на ГЭС:

$$H = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}} - \Delta h \quad (2.15)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке $\nabla_{\text{НПУ}}=345, \text{м}$;

$Z_{\text{НБ}} \cdot Q_{\text{НБ}}(t)$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривым связи.

Для определения $Z_{\text{НБ}}$ воспользуемся кривыми связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла.

На следующем этапе рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H \quad (2.16)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, $\text{м}^3/\text{с}$.

$$\Delta h = \frac{H_{\text{НПУ}} - H_{\text{дна}}}{100} = 0,15 \quad (2.17)$$

Таблица 2.8- Потери

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	337	349	433	1364	1376	1434	955	971	502	423	256	245
$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	2	2	2	7	7	7	5	5	3	2	1	1
$Q_{\text{фильтр}}, \text{м}^3/\text{с}$	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11

Окончание таблицы 2.8

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{лед}}, \text{м}^3/\text{с}$	11	11	0	-22	-36	0	0	0	0	0	11	11
$Q_{\text{шлюз}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	36	36	36	36	36	36	0	0
$\Sigma Q, \text{м}^3/\text{с}$	23	23	13	-4	18	54	52	52	49	49	23	23

Таблица 2.9 - ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	340	340	340	900	900	900	900	900	340	340	340	340

Таблица 2.10 - Гарантированная мощность в первом приближении, работа по водотоку

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{быт}}, \text{м}^3/\text{с}$	337	349	433	1364	1376	1434	955	971	502	423	256	245
$\Sigma Q, \text{м}^3/\text{с}$	26	26	12	-4	18	54	51	51	50	50	27	26
$Q_{\text{полез}}, \text{м}^3/\text{с}$	311	323	421	1368	1358	1380	904	920	452	373	229	219
$Z(\text{ВБ}), \text{м}$	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345
$Z(\text{НБ}), \text{м}$	326	326	326	327	327	327	327	327	326	326	326	326
$H, \text{м}$	19	19	19	18	18	18	18	18	19	19	19	19
$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$	52	54	71	217	215	219	147	149	76	63	39	37

Таблица 2.11 - Сравнение мощностей

$N_{\text{гар быт}}, \text{МВт}$	52	54	71	217	215	219	147	149	76	63	39	37
$N_{\text{гар ВХК}}, \text{МВт}$	57	57	58	146	146	146	146	146	58	58	57	57
$\Delta N, \text{МВт}$	-5	-3	13	71	69	72	1	3	18	5	-18	-20

Построим график баланса энергий для энергосистемы Восточно-Казахстанского края. В данной энергосистеме две существующие ГЭС (Бухтарминская и Усть-Среднекамская).

Таблица 2.12- Годовой график средних нагрузок

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$P_{\text{ср}}, \text{МВт}$	3061	2973	2820	2644	2492	2403	2403	2491	2643	2819	2972	3060

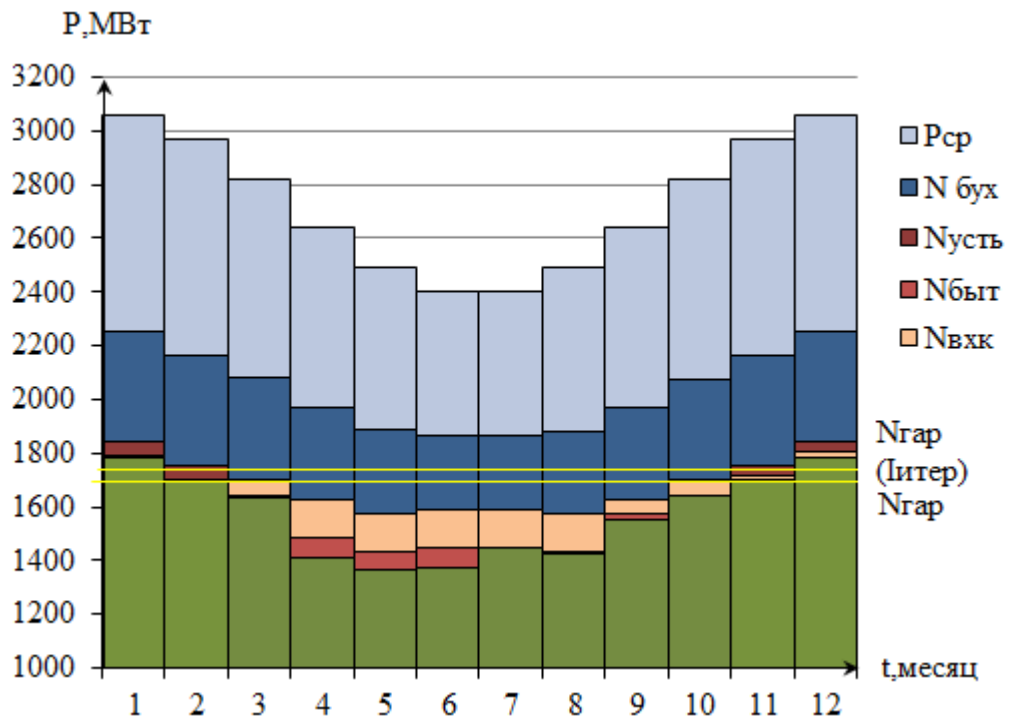


Рисунок 2.5- Баланс энергии

По графику баланса энергии определяем месяц начала сработки водохранилища следующим образом: месяц, в котором бытовая мощность $N_{быт}$ меньше, чем мощность, требуемая по водохозяйственному режиму $N_{вхк}$. В нашем случае – это 11 месяц.

2.5 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Началом сработки считается XI месяц. В приложение А показано, что сработка и наполнение водохранилища состоялись.

Таблица 2.13- Сработка и наполнение водохранилища

Т, месяц	Qбыт, м³/с	Qлед, м³/с	Qисп, м³/с	Qп.быт, м³/с	Qнб, м³/с	Qвхк, м³/с	Qвдх, м³/с	Qгэс, м³/с	Vв-ща, км³			Zвб, м			Zнб, м	H, м	Nгэс, МВт	Э, млн кВт·ч	Nгар, МВт
									Vнач	ΔV	Vкон	Zнач	Zкон	Zср					
11	256	11	1	233	341	340	97	330	9,84	0,25	9,59	345,00	344,80	344,90	325,87	19,03	55	40	55
12	245	11	1	222	958	340	725	947	9,59	1,88	7,71	344,80	342,89	343,84	326,85	17,00	142	102	142
1	337	11	2	313	1120	340	796	1109	7,71	2,06	5,65	342,89	340,15	341,52	327,01	14,51	142	102	142
2	349	11	2	325	461	340	125	450	5,65	0,32	5,32	340,15	339,64	339,89	326,11	13,78	55	39	55
3	433	0	2	420	340	340	-91	329	5,32	-0,24	5,56	339,64	340,01	339,82	325,87	13,96	40	29	ВХК
4	1364	-22	7	1368	900	900	-479	889	5,56	-1,24	6,80	340,01	341,79	340,90	326,78	14,12	110	80	ВХК
5	1376	-36	7	1358	900	900	-469	889	6,80	-1,22	8,02	341,79	343,23	342,51	326,78	15,73	123	89	ВХК
6	1434	0	7	1380	900	900	-491	889	8,02	-1,27	9,29	343,23	344,53	343,88	326,78	17,10	134	96	ВХК
7	955	0	5	903	900	900	-14	889	9,29	-0,04	9,32	344,53	344,56	344,54	326,78	17,76	139	100	ВХК
8	971	0	5	919	900	900	-30	889	9,32	-0,08	9,40	344,56	344,63	344,59	326,78	17,82	139	100	ВХК
9	502	0	3	452	340	340	-123	329	9,40	-0,32	9,72	344,63	344,91	344,77	325,87	18,90	55	39	ВХК
10	423	0	2	374	340	340	-45	329	9,72	-0,12	9,84	345,00	345,00	345,00	325,87	19,13	55	40	ВХК

2.6 Расчет рабочей мощности Гусельнической ГЭС и баланс мощности

Используем ИКН для определения рабочей мощности. Рабочая мощность является суммой мощностей ГЭС пиковой и базовой части. При этом максимальная рабочая мощность проектируемой ГЭС не должна превышать гарантированную мощность более чем в 2 раза.

Таблица 2.14-Определение рабочей мощности

Месяц	Ngс	Эсут	Эб	Эп	Nб	Nп	Nраб
	МВт	млн.кВт·ч	млн.кВт·ч	млн.кВт·ч	МВт	МВт	МВт
1	142	3,4	0,52	2,9	22	241	251
2	55	1,3	0,49	0,8	21	149	170
3	40	1,0	0,50	0,5	21	113	134
4	110	2,7	0,51	2,1	21	185	206
5	123	3,0	0,56	2,4	24	192	216
6	134	3,2	0,61	2,6	26	195	221
7	139	3,3	0,64	2,7	27	198	225
8	139	3,3	0,64	2,7	27	199	226
9	55	1,3	0,68	0,6	28	98	126
10	55	1,3	0,69	0,6	29	105	134
11	55	1,3	0,68	0,6	28	141	169
12	142	3,4	0,61	2,8	25	238	251

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен $N_{нагр} = 2\% \cdot P_{max}^3$.

$$N_{нагр} = 2\% \cdot P_{max}^3 \approx 2\% \cdot 3240,75 \approx 65 \text{ МВт} \quad (2.18)$$

Нагрузочный резерв распределяем между проектируемой ГЭС и существующими ГЭС. Следовательно, нагрузочный резерв для проектируемой ГЭС 10 МВт.

Аварийный резерв составляет 7% от P_{max}^t . Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС, поэтому аварийный будет размещен на ТЭС.

$$N_{авГЭС} \approx 7\% \cdot P_{max}^3 \approx 7\% \cdot 3240,75 \approx 227 \text{ МВт} \quad (2.19)$$

Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.ГЭС} = N_{раб} + N_{нагр} = 251 + 65 = 316 \text{ МВт} \quad (2.20)$$

Все полученные данные сведем в таблицу 2.15.

Таблица 2.15- данные для построения баланса мощности.

Месяц	система		проектируемая			сущ			ТЭС			Нав
	Рсист	Ннагр	Нраб	Ннаг	Нрем	Нраб	Ннаг	Нрем	Нраб	Ннаг	Нрем	
	МВт	МВт	МВт	МВт	МВт	МВт	МВт	МВт	МВт	МВт	МВт	МВт
1	3241	65	251	10		407	20		1761	-		227
2	3148	65	170	10		407	20		1761	-		227
3	2987	65	134	10		377	20		1734	-		227
4	2800	65	206	10		339	20		1580	-	73	227
5	2639	65	216	10		305	20		1511	-	73	227
6	2546	65	221	10		272	20		1514	-	73	227
7	2546	65	225	10		272	20	68	1510	-	73	227
8	2638	65	226	10		305	20		1500	-		227
9	2799	65	126	10	44	339	20		1659	-		227
10	2985	65	134	10		377	20		1733	-		227
11	3147	65	169	10		407	20		1760	-		227
12	3240	65	251	10		407	20		1760	-		227

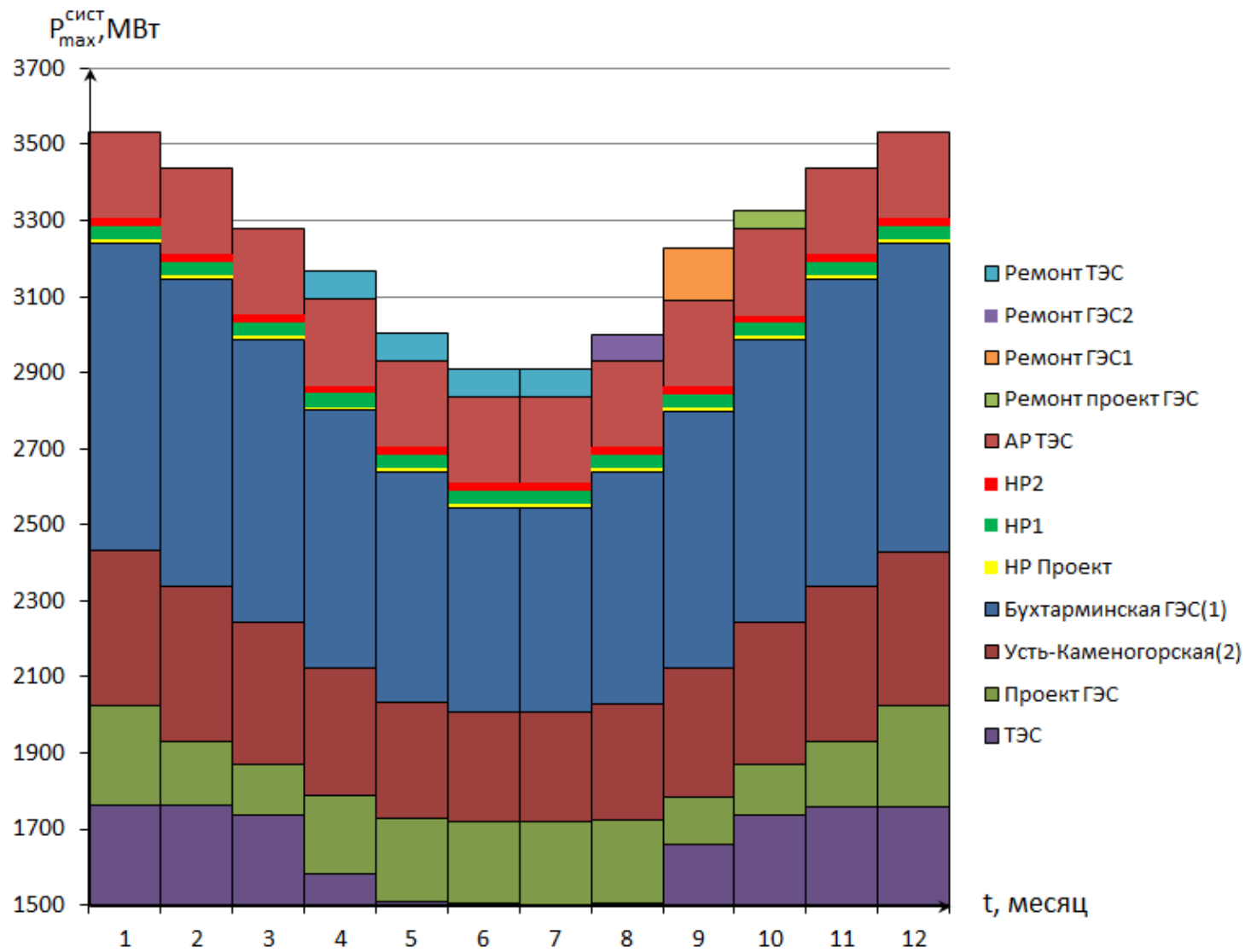


Рисунок 2.6- Баланс мощности

2.7 График сработки и наполнения водохранилища в малых и средних по водности условиях

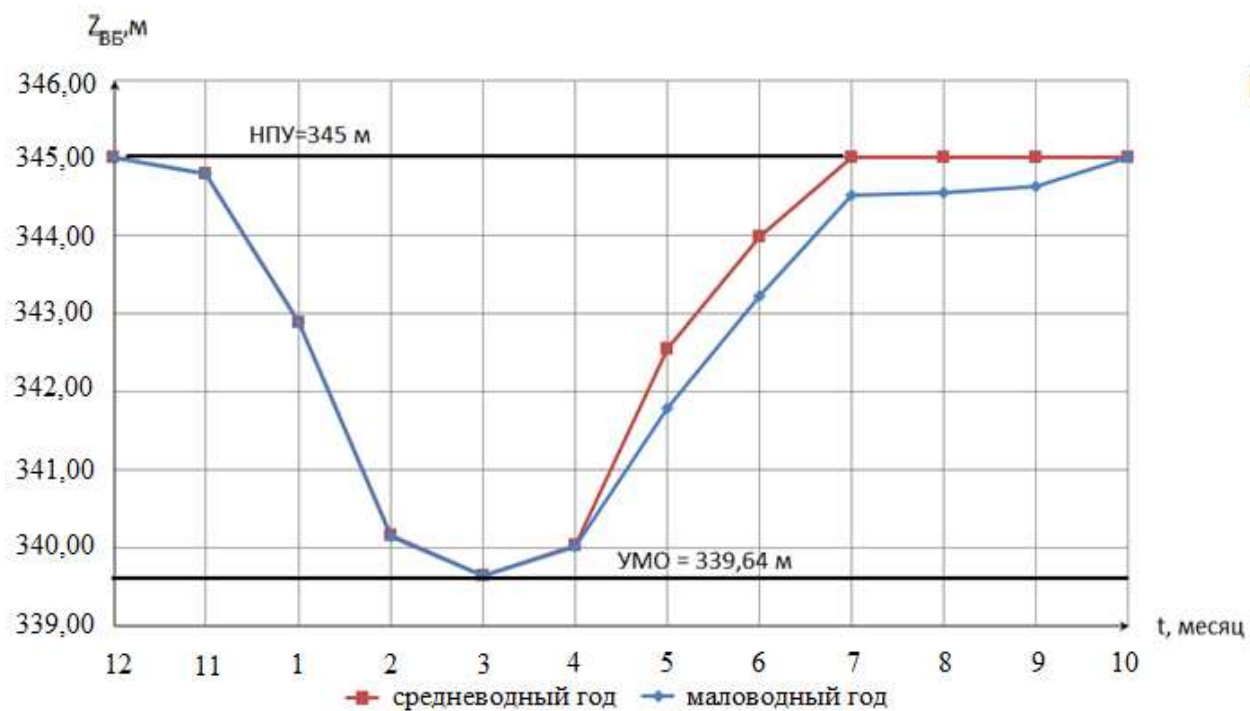


Рисунок 2.7- График сработки и наполнения водохранилища в маловодных и средних по водности условиях

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

Режимное поле - область допустимых режимов работы определяется из режимного поля рисунок 3.1. Методика нахождения режимного поля приведена в методическом пособии «Выбор параметров ГЭС». Результаты расчетов сведены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Режимное поле

Кривые связи нижнего бьефа		Напорные характеристики			Линия ограничения по установленной мощности ГЭС		Линия ограничения по пропускной способности турбины	
$Q_{нб},$ $м^3/с$	$Z_{нб}, м$	$H_{нпу}, м$	$H_{умо}, м$	$H_{янбв}, м$	$H, м$	$Q, м^3/с$	$H, м$	$Q, м^3/с$
0	325,0	19,9	14,5	16,4	19,9	1804	13,7	2621
60	325,1	19,7	14,3	16,2	19,3	1863	13,5	2604
360	325,7	19,1	13,6	15,5	18,7	1924	13,3	2586
660	326,2	18,6	13,0	14,9	18,0	1991	13,2	2569
960	326,6	18,2	12,6	14,5	17,4	2061	13,0	2551
1260	326,9	18,0	12,4	14,2	16,8	2137	12,8	2533
1560	327,1	17,7	12,2	14,1	16,2	2219	12,6	2515
1860	327,3	17,6	12,0	13,9	15,6	2308	12,4	2497
2160	327,4	17,5	11,9	13,8	14,9	2404	12,3	2479
2460	327,5	17,4	11,9	13,7	14,3	2508	12,1	2461
2760	327,6	17,3	11,8	13,7	13,7	2621	11,9	2442

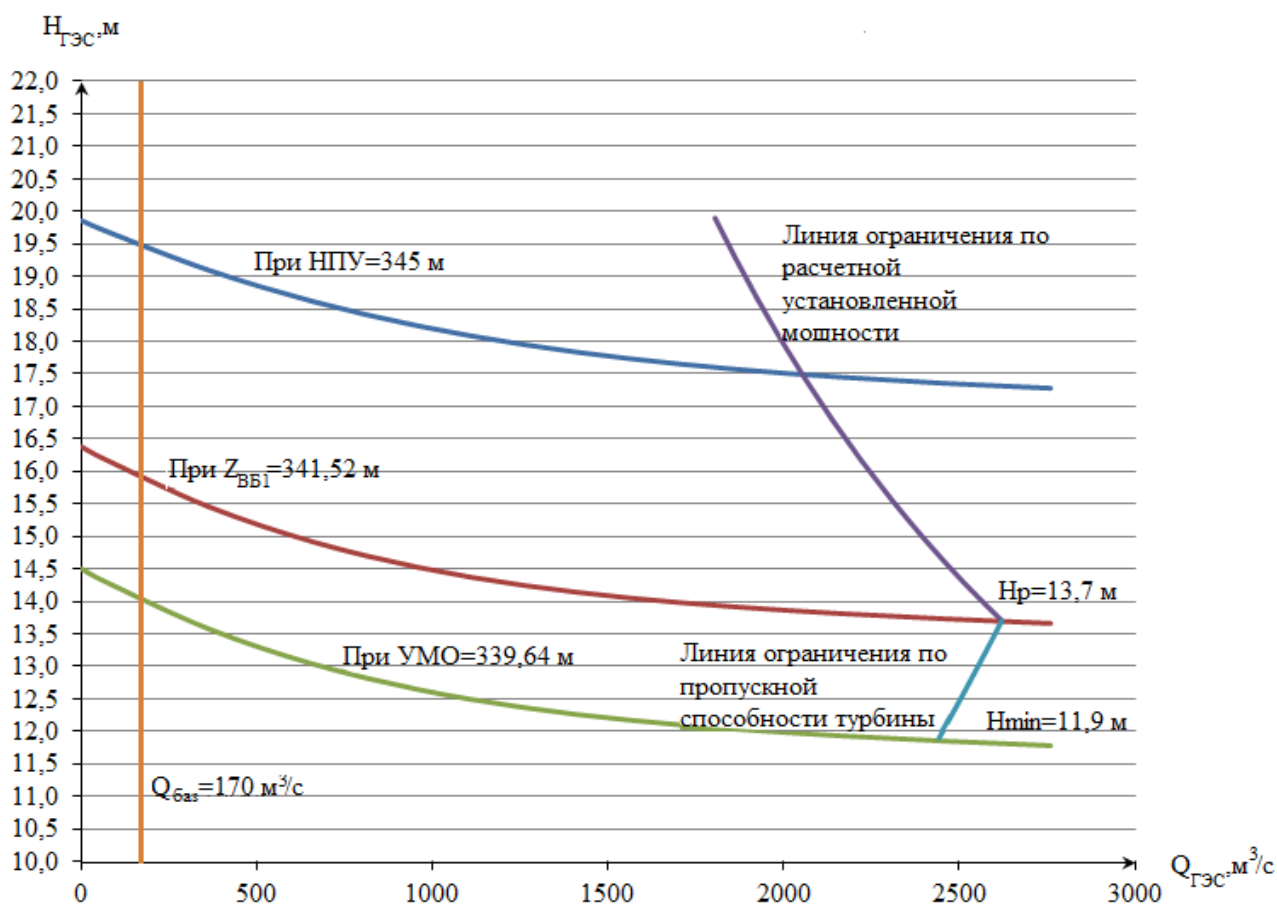


Рисунок 3.1 – Режимное поле

3.1.2 Построение режимного поля

Для дальнейшего выбора оборудования необходимо по построенному режимному полю (Рисунок 1) определить следующие величины:

- Максимальный напор $H_{max}=19,9$ м. Определяется как точка пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с напорной характеристикой при НПУ.

- Минимальный напор $H_{min}=11,9$ м. Определяется как точка пересечения напорной характеристики при УМО с линией ограничения по пропускной способности турбины.

- Расчётный напор $H_{расч}=13,7$ м. Определяется как точка пересечения трех линий: линии расчётного напора, линии ограничения по установленной мощности и линии ограничения по пропускной способности турбины.

- Максимальный расход $Q_{max}= 2621$ м³/с. Определяется из режимного поля.

Далее осуществляется подбор всех возможных вариантов типов гидротурбин по справочным материалам. При этом необходимо выполнить следующие условия:

- Значение отношения $H_{min}/H_{пред}$, не должно быть меньше фиксированного значения, указанного в справочных материалах.

- Значение максимального напора не должно превышать значение предельного напора, указанного в справочных материалах.

- Выбирая максимальный диаметр РК турбины, необходимо учитывать условия его транспортировки к месту монтажа.

В таблице 3.2 указаны типы турбинного оборудования, соответствующие изложенным выше условиям.

Таблица 3.2 – Турбинное оборудование

Параметр		ПЛ20-ГК	ПЛ20-В
Предельный напор	$H_{\text{пред}}$	20	20
Диапазон регулирования	$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,35	0,50
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{мин}^{-1}$	155	146
КПД модели в точке оптимума	$\eta_{\text{мо}}$	0,86	0,88
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\text{max}}, \text{л/с}$	2770	1850
Коэффициент кавитации	σ	1,8	1,0
Приведенный диаметр РК	$D'_{1\text{м}}, \text{м}$	0,46	0,5
Напор модельной турбины	$H_{\text{м}}, \text{м}$	3	10

3.1.3 Построение режимного поля

Как видно из таблицы 3.2 данному диапазону напоров подходит два типа турбин, таким образом, по методике, описанной в методическом пособии «Выбор параметров ГЭС», из представленных типов гидротурбин и их различных диаметров выбирается наиболее подходящая. Результаты расчетов представлены в таблице 3.3.

Задаемся рядом стандартных значений диаметров D_1 и для каждого диаметра рассчитываем следующие параметры:

- Мощность агрегата в расчетной точке:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{\text{Ip}} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_t \cdot \eta_g \quad (3.1)$$

$$N'_a = 9,81 \cdot 1,85 \cdot 10^2 \cdot 13,7^{1,5} \cdot 0,919 \cdot 0,97 = 82008 \text{ кВт};$$

где Q'_{Ip} - приведенный расход в расчетной точке;

η_t - КПД натурной турбины (формула 3.2);

η_g - КПД генератора.

- КПД натурной турбины:

$$\eta_t = 1 - (1 - \eta_{\text{м}}) \cdot \left[(1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_{\text{мод}}}} \right], \quad (3.2)$$

$$\eta_T = 1 - (1 - 0,88) \left[(1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,5}{10}} \cdot \sqrt[10]{\frac{10}{13,7}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,43 \cdot 10^{-6}}{1,01 \cdot 10^{-6}}} \right] \\ = 0,919;$$

где: η_M - КПД модельной турбины;

$D_{\text{мод}}$ - диаметр модельной турбины;

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

D_1 - диаметр натурной турбины;

H_p - расчетный напор натурной гидротурбины;

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

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

- Количество агрегатов (с последующим округлением до целого числа):

$$Z_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N'_a} = \frac{316000}{82008} = 3,85 \approx 4; \quad (3.3)$$

$N_{\text{уст}}$ - установленная мощность ГЭС ($N_{\text{уст}}=316000$ кВт);

N'_a - мощность агрегата.

$$N_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{Z_a} = \frac{316000}{4} = 79000 \text{ кВт}; \quad (3.4)$$

- Поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_n}{\eta_M} = \frac{0,919}{0,88} = 1,043; \quad (3.5)$$

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

$$n' = \frac{n'_{\text{пр}} \cdot \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1} = \frac{146 \cdot \sqrt{1,043 \cdot 13,7}}{10} = 55,2 \approx 62,5 \text{ об/мин}; \quad (3.6)$$

$n'_{\text{пр}}$ - приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке (таблица 3.2).

- Приведенные максимальная, расчётная и минимальная частоты вращения:

$$n'_{\text{Imax}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{min}})^{0,5}} = \frac{62,5 \cdot 10}{(1,043 \cdot 11,9)^{0,5}} = 177,36 \text{ об/мин}; \quad (3.7)$$

$$n'_{\text{I расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_p)^{0,5}} = \frac{62,5 \cdot 10}{(1,043 \cdot 13,7)^{0,5}} = 165,30 \text{ об/мин}; \quad (3.8)$$

$$n'_{\text{I расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{max}})^{0,5}} = \frac{62,5 \cdot 10}{(1,043 \cdot 19,9)^{0,5}} = 137,16 \text{ об/мин}; \quad (3.9)$$

- Произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T} = \frac{79000}{9,81 \cdot 10^2 \cdot 13,7^{1,5} \cdot 0,97} = 1,637; \quad (3.10)$$

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

- Произведение для ограничения по генератору:

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\text{max}}^{1,5} \cdot \eta_T} = \frac{79000}{9,81 \cdot 10^2 \cdot 19,9^{1,5} \cdot 0,97} = 0,935; \quad (3.11)$$

- Приведенные расходы:

$$Q'_I = \frac{Q_{\text{min}}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}} = \frac{170}{1 \cdot 10^2 \cdot \sqrt{19,9 \cdot 1,043}} = 0,373; \quad (3.12)$$

$$Q'_I = \frac{Q_{\text{min}}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}} = \frac{170}{1 \cdot 10^2 \cdot \sqrt{11,9 \cdot 1,043}} = 0,482; \quad (3.13)$$

Таблица 3.3 – Расчёт параметров турбин и ПЛ20-В

Параметры	ПЛ20-В								
	6,7	7,1	7,5	8	8,5	9	9,5	10	10,6
$D_1, \text{м}$	6,7	7,1	7,5	8	8,5	9	9,5	10	10,6
$\eta, \text{о.е.}$	0,914	0,915	0,916	0,916	0,917	0,918	0,918	0,919	0,919
$N' \text{ агр, МВт}$	36,64	41,18	45,98	52,35	59,14	66,35	73,97	82,01	92,20

Окончание таблицы 3.3

Параметры	ПЛ20-В								
	Z', шт	8,62	7,67	6,87	6,04	5,34	4,76	4,27	3,85
Za, шт	9	8	8	8	6	6	6	4	4
Нагр, МВт	35,11	39,50	39,50	39,50	52,67	52,67	52,67	79,00	79,00
Δ_1 , о.е.	1,039	1,039	1,040	1,041	1,042	1,042	1,043	1,043	1,044
n_{c1}' , об/мин	82,20	77,60	73,48	68,91	64,88	61,30	58,09	55,20	52,09
n_{c1} , об/мин	90,9	85,7	78,9	75	71,4	68,2	62,5	62,5	60
n_1 (Hmin), об/мин	173,24	173,02	168,21	170,49	172,39	174,29	168,54	177,36	180,43
n_1 (Hр), об/мин	161,45	161,25	156,77	158,89	160,66	162,44	157,08	165,30	168,16
n_1 (Hmax), об/мин	133,96	133,79	130,07	131,84	133,31	134,78	130,34	137,16	139,52
Q· η (max)	0,926	0,928	0,831	0,731	0,863	0,770	0,691	0,935	0,832
Q· η (расч)	1,621	1,624	1,455	1,279	1,511	1,348	1,209	1,637	1,457
Q' ₁ (Hmin) м ³ /с	0,833	0,742	0,664	0,584	0,517	0,461	0,413	0,373	0,332
Q' ₁ (Hmax) м ³ /с	1,077	0,959	0,859	0,755	0,668	0,596	0,535	0,482	0,429

Таблица 3.4 – Расчёт параметров турбин ПЛ20-ГК

Параметры	ПЛ20-ГК								
	D ₁ , м	6,7	7,1	7,5	8	8,5	9	9,5	10
η , о.е.	0,922	0,922	0,923	0,923	0,924	0,924	0,925	0,925	0,926
N' агр, МВт	36,93	41,49	46,33	52,74	59,58	66,83	74,50	82,59	92,86
Z', шт	8,56	7,62	6,82	5,99	5,30	4,73	4,24	3,83	3,40
Za, шт	9	8	8	6	6	6	6	4	4
Нагр, МВт	35,11	39,50	39,50	52,67	52,67	52,67	52,67	79,00	79,00
Δ_1 , о.е.	1,072	1,072	1,073	1,074	1,074	1,075	1,076	1,076	1,077
n_{c1}' , об/мин	88,65	83,68	79,24	74,31	69,96	66,09	62,63	59,51	56,16
n_{c1} , об/мин	90,9	85,7	83,3	78,9	71,4	68,2	65,2	62,5	60
n_1 (Hmin), об/мин	170,53	170,33	174,83	176,58	169,73	171,61	173,13	174,65	177,68

Окончание таблицы 3.4

Параметры	ПЛ20-ГК								
$n_1(H_p)$, об/мин	158,94	158,74	162,94	164,57	158,19	159,94	161,36	162,78	165,59
$n_1(H_{max})$, об/мин	131,87	131,71	135,20	136,55	131,25	132,71	133,88	135,06	137,40
$Q \cdot \eta$ (max)	0,926	0,928	0,831	0,974	0,863	0,770	0,691	0,935	0,832
$Q \cdot \eta$ (расч)	1,621	1,624	1,455	1,705	1,511	1,348	1,209	1,637	1,457
$Q'_1(H_{min})$ m^3/c	0,820	0,730	0,654	0,575	0,509	0,454	0,407	0,367	0,327
$Q'_1(H_{max})$ m^3/c	1,060	0,944	0,846	0,743	0,658	0,587	0,527	0,475	0,423

Сопоставим различные турбины по следующим критериям:

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

Исходя из условий, перечисленных выше выбираем гидротурбину ПЛ20-1000-В с синхронной частотой вращения $n_c=62,5$ об/мин и количеством агрегатов $Z_a=4$. Универсальная характеристика турбины ПЛ20-В представлена в приложении Б-1.

Выбор турбины с диаметром равным 10 м. обусловлен, рядом факторов: при данном диаметре обеспечивается малое количество гидроагрегатов и режимное поле соответствует оптимальной рабочей зоне турбины (приложение В). Турбина ПЛ20-ГК не подошла, так как оптимальная рабочая зона не подошла режимному полю, также применение горизонтальных турбин в современной гидроэнергетике не желательно в связи с большим количеством недостатков.

Режимного поле представлено в приложение В. Правая граница поля состоит из двух линий - верхняя проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата, а нижняя строится по двум точкам (для максимального напора и для минимального напора). Левая граница - линия ограничения по минимальному расходу.

3.2 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса необходимо для обеспечения бескавитационной работы турбины.

Отметка установки рабочего колеса определяется по формуле:

$$\nabla Z_{PK} = Z_{НБ}(Q_{НБ}) + H_S; \quad (3.14)$$

где $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ – зависимость отметки нижнего бьефа от расхода в НБ;
 H_s – высота отсасывания.

Высота отсасывания находится по следующей формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5; \quad (3.15)$$

где B – барометрическое давление, равное 10,33 м;

σ – коэффициент кавитации, определяется по ГУХ (приложение Б-1);

H – напор.

Используя ГУХ с нанесенной зоной работы гидротурбины, вычисляются высоты отсасывания для трех случаев:

1) Работа одного агрегата с номинальной мощностью при H_{max} .

В точке 1 (приложение Б-1) пересчитывается расход по формуле:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\text{max}}} = 1,019 \cdot 10^2 \cdot \sqrt{19,9} = 454,57 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (3.16)$$

После этого по кривой связи НБ определяется отметка $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) = 326,1$ м.
Также в точке 1 определяется коэффициент кавитации $\sigma = 0,376$.

Подставив в формулу (3.15) все известные величины, получим:

$$H_s = 10,33 - \frac{326,1}{900} - 0,376 \cdot 19,9 - 1,5 = 0,96 \text{ м};$$

Расчет в остальных случаях выполняется аналогично.

2) Работа одного агрегата с номинальной мощностью при H_p .

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_p} = 1,848 \cdot 10^2 \cdot \sqrt{13,7} = 684,01 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (3.17)$$

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ принимается равной 326,49 м., коэффициент кавитации $\sigma = 0,84$.

$$H_s = 10,33 - \frac{326,49}{900} - 0,84 \cdot 13,7 - 1,5 = -3,07 \text{ м};$$

3) Работа одного агрегата с соответствующей мощностью на линии ограничения при H_{min} .

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\text{min}}} = 1,77 \cdot 10^2 \cdot \sqrt{11,9} = 610,59 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (3.18)$$

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ принимается равной 326,38 м., коэффициент кавитации $\sigma = 0,78$.

$$H_S = 10,33 - \frac{326,38}{900} - 0,78 \cdot 11,9 - 1,5 = -0,84 \text{ м};$$

Далее из рассчитанных значений высот отсасывания, выбирается то, которое будет обеспечивать бескавитационную работу во всех режимах. По этому условию H_s принимается наименьшая, равная -3,07 м., следовательно, отметка РК будет равна:

$$\nabla Z_{\text{РК}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) + H_S = 326,49 - 3,07 = 323,42 \text{ м}; \quad (3.19)$$

3.3 Гидромеханический расчёт спиральной камеры

Угол охвата спиральной камеры, рекомендуемый угол охвата спиральной камеры берется из ГУХ:

$$\varphi_{\text{сп}} = 210^\circ;$$

Наружный радиус входного сечения также из ГУХ:

$$r_{\text{вх}} = 1,63 \cdot D_1 = 1,63 \cdot 10 = 16,3 \text{ м}; \quad (3.20)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_{\text{вх}} = 15 \text{ м};$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_{\text{вых}} = 13,1 \text{ м};$$

Высота направляющего аппарата, определенная по ГУХ:

$$b_0 = 0,43 \cdot D_1 = 0,43 \cdot 10 = 4,3 \text{ м}; \quad (3.21)$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 4,3 + 0,0033 \cdot 10 = 4,33 \text{ м}; \quad (3.22)$$

Допустимая скорость во входном сечении $v_{\text{вх}}=3,2$ м/с.

Полный расход через турбину при расчетных значениях мощности и напора:

$$Q_T = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{\text{опт}}} = \frac{79000}{9,81 \cdot 13,7 \cdot 0,886} = 663,44 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (3.23)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{663,44 \cdot 210}{360} = 387,01 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (3.24)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{v_{\text{вх}}} = \frac{387,01}{3,2} = 120,94 \text{ м}^2; \quad (3.25)$$

Ширина входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 16,3 - 7,5 = 8,8 \text{ м}; \quad (3.26)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{\text{вх}} = b_0 \cdot (r_a - r_b) + (r_{\text{вх}} - r_a) \cdot b_{\text{вх}} - \frac{(b_{\text{вх}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ; \quad (3.27)$$

Отбрасывая один из корней получили:

$$b_{\text{вх}} = 14,25 \text{ м};$$

В таблице 3.5 представлен расчет бетонной спиральной камеры, выполненный с использованием MicrosoftExcel:

Таблица 3.5 – Расчёт бетонной спиральной камеры

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
r_i	16,30	15,41	14,53	13,64	12,75	11,87	10,98	10,10	9,21	8,32	7,44	6,55
a_i	8,80	7,91	7,03	6,14	5,25	4,37	3,48	2,60	1,71	0,82	-0,06	-0,95
b_i	9,95	8,95	7,95	6,94	5,94	4,94	3,94	2,93	1,93	0,93	-0,07	-1,07
r_k	14,25	13,25	12,25	11,24	10,24	9,24	8,24	7,23	6,23	5,23	4,23	3,23
r_k/r_a	10,17	9,90	9,63	9,36	9,09	8,82	8,56	8,29	8,02	7,75	7,48	7,21
$\ln(5)$	1,36	1,32	1,28	1,25	1,21	1,18	1,14	1,10	1,07	1,03	1,00	0,96
r_i/r_a	0,304	0,277	0,250	0,222	0,193	0,163	0,132	0,100	0,067	0,03	-0,003	-0,04
$\ln(7)$	2,17	2,06	1,94	1,82	1,70	1,58	1,46	1,35	1,23	1,11	0,99	0,87
$b \cdot (8)$	0,776	0,720	0,661	0,598	0,531	0,459	0,381	0,297	0,205	0,10	-0,009	-0,14
$r_k \cdot \text{ctgy}$	11,06	9,54	8,10	6,73	5,44	4,24	3,14	2,15	1,28	0,54	-0,04	-0,44
$(10) \cdot (6)$	37,94	36,94	35,94	34,93	33,93	32,93	31,93	30,93	29,92	28,9	27,92	26,92
m_i	11,54	10,25	8,98	7,74	6,53	5,35	4,20	3,08	2,00	0,95	-0,07	-1,05
J_i	10,05	8,83	7,64	6,51	5,43	4,41	3,46	2,58	1,80	1,11	0,55	0,12
ϕ_i	180,0	158,0	136,85	116,55	97,21	78,96	61,92	46,25	32,16	19,9	9,78	2,23

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали строится график $\varphi_{сп} = f(r_i)$ из которого с интервалом $\Delta\varphi_{сп} = 15^\circ$ берутся значения r_i , по полученным значениям строится график зависимости $\varphi_{сп} = f(r_i)$ представленный на рисунке 3.2.

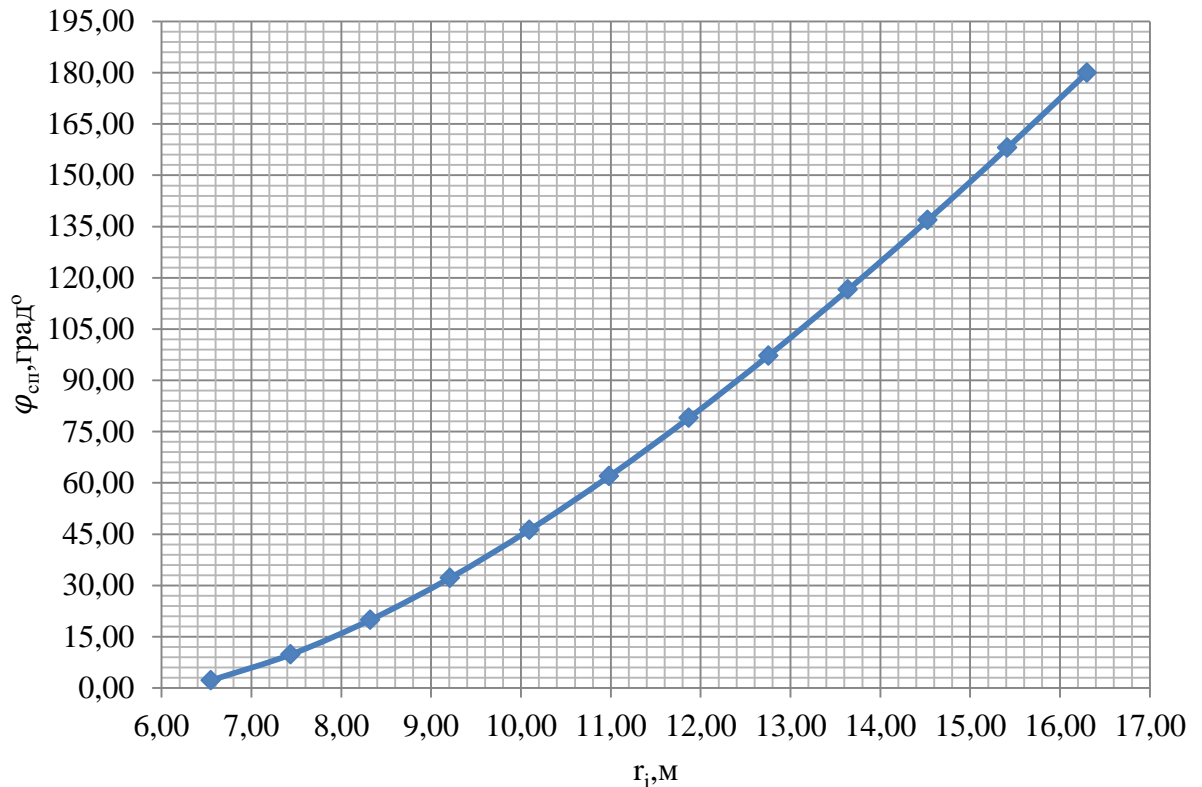


Рисунок 3.2 – График зависимости $\varphi_{сп} = f(r_i)$

Ширина подвода B' , определяется по ГУХ:

$$B' = 2,65 \cdot D_1 = 2,65 \cdot 10 = 26,5 \text{ м}; \quad (3.28)$$

Ширина подвода оказалась значительно больше допустимых 7 метров, поэтому устанавливается промежуточный бычок, толщина которого равна:

$$b = 1 + \frac{Q_{max}}{400} = 1 + \frac{639,62}{400} = 2,60 \text{ м}; \quad (3.29)$$

Тогда ширина подвода с учетом промежуточного бычка:

$$B = B' + b = 26,5 + 2,60 = 29,10 \text{ м}; \quad (3.30)$$

По полученным данным строится бетонная спиральная камера (приложение Б).

3.4 Расчет деталей и узлов гидротурбины

3.4.1 Расчет вала на прочность

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

Крутящий момент:

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N}{n_{синх}} = 0,00974 \cdot \frac{79000}{62,5} = 12,31; \quad (3.31)$$

Наружный диаметр вала (предварительно):

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left(\frac{5,1 \cdot 12,31}{35} \right)^{0,33} = 1,21 \text{ м}; \quad (3.32)$$

Полученное значение диаметра вала округляется до стандартизированного:

$$D_B = 1,3 \text{ м};$$

3.4.2 Расчет подшипника

В данном разделе представлен расчет сегментного и кольцевого подшипников.

Диаметр вала под подшипником $d_{п}$, с учётом облицовки принимается на 20 мм больше D_B , таким образом $d_{п} = 1,32$ м.

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{рад} = \frac{0,8 \cdot N}{n_{синх} \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 79000}{62,5 \cdot 10} = 101,12 \text{ кН}; \quad (3.33)$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п} \cdot h_{п}} = \frac{101,12}{1,32 \cdot 0,5} = 153,21 \text{ кПа}; \quad (3.34)$$

Допускаемая нагрузка:

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 8,64 = 250,54 \text{ кПа};$$

где $U = \pi \cdot n_{синх} \cdot \frac{d_{п}}{30} = 3,14 \cdot 62,5 \cdot \frac{1,32}{30} = 8,64 \text{ м/сек};$

Для сегментного подшипника предварительно выбирается число и высота сегментов.

Высоту подшипника $h_{\text{п}}$ при диаметре вала равном 1,3 мм, принимается равным 500 мм, а число сегментов $Z_{\text{сегм}}=10$.

Усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cdot \cos\left(\frac{360^\circ}{Z_{\text{сегм}}}\right) + 2 \cdot \cos\left(\frac{2 \cdot 360^\circ}{Z_{\text{сегм}}}\right)}; \quad (3.35)$$

$$R_1 = \frac{101,12}{1 + 2 \cdot \cos\left(\frac{360^\circ}{10}\right) + 2 \cdot \cos\left(\frac{2 \cdot 360^\circ}{10}\right)} = 17,27 \text{ кН};$$

Длина сегмента в окружном направлении:

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,9 \cdot \pi \cdot d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{0,9 \cdot \pi \cdot 1,32}{10} = 0,373 \text{ м}; \quad (3.36)$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{101,12}{0,373 \cdot 0,5} = 541,88 \text{ кПа}; \quad (3.37)$$

Допускаемая нагрузка на сегмент:

$$\begin{aligned} [p_{\text{уд}}] &= 50 \cdot U = 50 \cdot \frac{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{\text{п}}}{30}; \\ [p_{\text{уд}}] &= 50 \cdot \frac{\pi \cdot 62,5 \cdot 1,32}{30} = 431,97 \text{ кПа}; \end{aligned} \quad (3.38)$$

Как видно из расчётов сегментный подшипник не подходит по допускаемой нагрузке, следовательно выбирается кольцевой подшипник.

3.5 Выбор типа серийного генератора

Используя значения синхронной частоты вращения и номинальной мощности турбины, производится подбор гидрогенератора.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_{\text{агр}}}{\cos\varphi} = \frac{79}{0,85} = 92,94 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad (3.39)$$

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{62,5} = 96; \quad (3.40)$$

Опираясь на справочные данные принимаем гидрогенератор СВН-1340/150-96 с $S_{\text{НОМ}} = 91,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и $n_{\text{НОМ}} = 62,5 \text{ об/мин}$.

3.5.1 Основные параметры гидрогенератора

В таблице 3.6 представлены параметры генератора СВН-1340/150-96, выбранного для турбины ПЛ20-1000-В.

Таблица 3.6 – Основные параметры генератора Гусельнической ГЭС

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{\text{НОМ}}$	МВ·А	91,8
Номинальная активная мощность	$P_{\text{НОМ}}$	МВт	79
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,85
Номинальное напряжение	$U_{\text{НОМ}}$	кВ	13,8
Номинальный ток	$I_{\text{НОМ}}$	кА	3,89
Номинальная частота вращения	$n_{\text{НОМ}}$	об/мин	62,5
Сопротивление обмотки статора	X_d	о.е.	0,65
Переходное сопротивление	X'_d	о.е.	0,3
Сверхпереходное сопротивление	X''_d	о.е.	0,21
Исполнение	зонтичное		

3.6 Выбор типа маслонапорной установки

Маслонапорные установки (МНУ) предназначены для питания маслом под давлением гидравлической части системы регулирования гидротурбины. Выбор типоразмера МНУ определяется вместимостью гидроаккумулятора.

По номограмме для предварительного выбора маслонапорных установок ПЛ турбин, представленной в справочном пособии «Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций», определяется тип МНУ:

МНУ30/2-40-32-3,

где, 30 – объем гидроаккумулятора 30 м^3 ;

2 – количество гидроаккумуляторов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление 4 МПа;

32 – сливной бак, вместимостью 32 м^3 ;

3 – количество насосов.

3.7 Выбор кранового оборудования

Выбирая типы, количество и грузоподъемности кранов, следует основываться на следующих условиях:

1) Грузоподъемность крана должна выбираться из условия проноса наиболее крупного монтажного узла агрегата (ротора, статора генератора, рабочего колеса);

2) При количестве ГА на станции более пяти, необходима установка дополнительного крана;

3) Климатические условия данной местности

По справочным данным определяем вес основных частей оборудования.

Масса ротора:

$$G_p = 571 \text{ т.}$$

Масса статора:

$$G_c = 307 \text{ т.}$$

К установке принимается мостовой кран К250/32.

Козловые краны принимаем в соответствии с ГЭС аналогом; грузоподъемностью 50 и 30 тонн.

3.8 Выбор электрогидравлического регулятора

Для поворотно – лопастной турбины принимаем: ЭГРК-150-4 – регулятор скорости электрогидравлический с электромеханическим комбинатором вне колонки управления:

где, ЭГР – электрогидравлический регулятор;

150 – диаметр главного золотника;

4 – гидромеханическая колонка 3-го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

В энергосистеме Восточно-Казахстанской области присутствуют в основном подстанции 220 кВ. По карте – схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является ПС «Огневка» 220 кВ с расстоянием 90 км.

В курсовом проекте используются как схемы с одиночным блоком, так и с укрупненным. На генераторном напряжении выполняются ответвления для питания собственных нужд. Тип схемы зависит от числа и мощности гидроагрегатов.

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

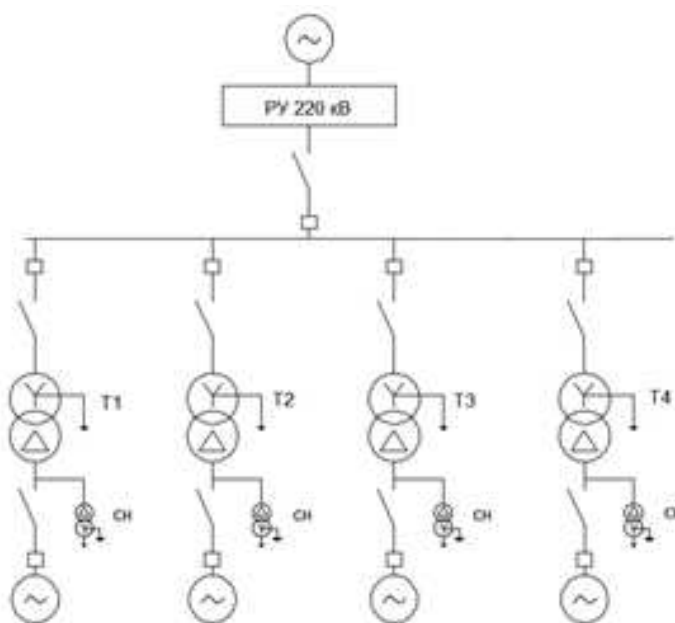


Рисунок 4.1– Схема с одиночными блоками

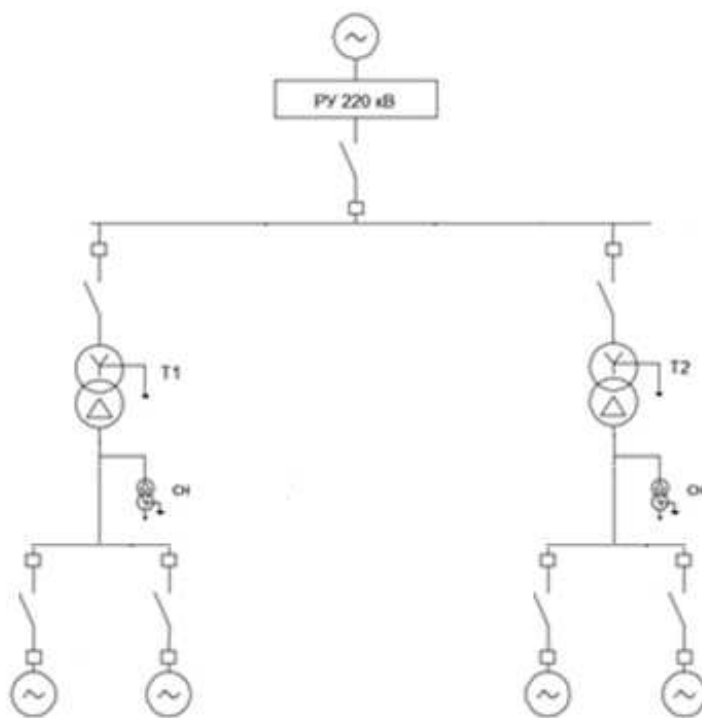


Рисунок 4.2– Схема с укрупненными блоками

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВН-1340/150-96 производства ОАО "Силовые машины". Паспортные данные генератора СВН-1340/150-96 представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВН-1340/150-96

Номинальная мощность		$U_{ном},$ кВ	$\cos \varphi$	η	Индуктивное сопротивление		
S, МВ·А	P, МВт				x_d''	x_d'	x_d
91,8	79	13,8	0,85	96,7	0,21	0,3	0,65

4.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

Выбираем повышающий трансформатор с учетом того, что трансформатор блока должен обеспечивать выдачу мощности генератора в сеть повышающего напряжения за вычетом мощности напряженности, подключенный на ответвлении от генератора, т.е. нагрузки собственных нужд.

$$S_{расч} = \frac{P_{уст} - P_{с.н.}}{\cos \varphi} = \frac{79 - 0,01 \cdot 79}{0,85} = 92,01 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.1)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский трансформатор" выбираем ТДЦ-125000/220-У1, УХЛ1. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-125000/220-У1, УХЛ1

Мощность, МВ·А	U _{НОМ}		U _{к%}	ΔP _{кз} , кВт	ΔP _{хх} , кВт	I _{хх} , %
	U _{ВН}	U _{НН}				
125	242	13,80	11	380	90	0,550

Потери электрической энергии оценивается методом времени максимальных потерь, используется значение максимальных нагрузок.

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

$$= 2405,29 \text{ ч/год} \quad (4.2)$$

Время работы блоков в течении одного года:

$$t_{раб} = 8760 - \mu \cdot T_{п.р.} - w \cdot T_{в} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 =$$

$$= 8728,5 \text{ ч.} \quad (4.3)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов в год;

$T_{п.р.} = 30$ – время плановых простоев блока;

$w = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока;

$T_{в} = 60$ – среднее время аварийно восстановившихся работ трансформатора в часах.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{ХХ} = n_T \cdot \Delta P_{ХХ} \cdot t_{раб} = 4 \cdot 0,09 \cdot 8728,5 = 3142,26 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.4)$$

n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_{кз}}{n_T} \left(\frac{S_{расч}}{S_{НОМ}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,38}{4} \left(\frac{92,01}{125}\right)^2 \cdot 2405,29 = 123,81 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.5)$$

Издержки:

$$И_{(1)} = B_1 \cdot \Delta W_{ХХ} + B_2 \cdot \Delta W = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 3142,26 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot$$

$$\cdot 123,81 = 19,97 \text{ тыс. руб/год} \quad (4.6)$$

$$И_2 = n \cdot И_{(1)} = 4 \cdot 19,97 = 79,88 \text{ тыс. руб/год} \quad (4.7)$$

4.4 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

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

$$S_p = 2 \cdot \frac{P_{уст} - P_{соб.нуж.}}{\cos\phi} = 2 \cdot \frac{79 - 0,01 \cdot 79}{0,85} = 184,02 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.8)$$

На основании полученных данных принимаем трансформатор ТДЦ-250000/220-У1, УХЛ1 марки ООО «Тольяттинский Трансформатор».

Таблица 4.3 – Данные трансформатора ТДЦ-250000/220-У1, УХЛ1.

Номинальная мощность, кВА	$U_{ном}$, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_{xx} , кВт	I_{xx} , А
	ВН	НН				
250000	242	13,8	11	600	207	0,5

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

Время максимальных потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405,3 \text{ ч} \quad (4.9)$$

Время работы блока в течение 1 года:

$$\begin{aligned} t_{раб} &= 8760 - \mu \cdot T_{пл} - \omega T_B = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = \\ &= 8728,5 \text{ ч} \end{aligned} \quad (4.10)$$

где $\mu = 1$ – частота ремонтов;

$T_{пл} = 30$ ч – время плановых простоев блока;

$T_B = 60$ ч – среднее время аварийно-восстановительных работ;

$\omega = 0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока.

Потери холостого хода:

$$\Delta W_{xx} = n \Delta P_{xx} t_{раб} = 1 \cdot 207 \cdot 8728,5 = 1806,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.11)$$

где $n = 1$ – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W = \frac{\Delta P_{кз}}{n} \left(\frac{S_p}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,6}{1} \left(\frac{184,02}{250} \right)^2 \cdot 2405,3 = 781,93 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.12)$$

Издержки:

$$I_{(1)} = \Delta W_{xx} \beta_1 + \Delta W \beta_2, \quad (4.13)$$

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

$$I_{(1)} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 1806,8 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 781,93 = 17,88 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

$$I_2 = n \cdot I_{(1)} = 2 \cdot 17,88 = 35,76 \text{ тыс. руб/год} \quad (4.14)$$

4.5 Выбор трансформаторов собственных нужд

Трансформаторы собственных нужд выбираем из условия, что один ТСН должен покрывать собственные нужды всей станции.

Мощность собственных нужд:

$$S_{\text{соб.нуж.}} = 0,01 \cdot \frac{P_{\text{ном.ген.}}}{\cos\phi} = 0,01 \cdot \frac{79}{0,85} = 0,929 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.15)$$

Согласно СТО, в распределительной сети СН, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

Согласно СТО, должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания».

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ–4000/13,8/6

S _{ном} , МВ·А	U _н , кВ		U _к , %
	U _{ВН}	U _{НН}	
4	13,8	6	6

4.6 Выбор количества отходящих ВЛ РУ высшего напряжения, марки проводов ВЛ

$$n = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{соб.нуж.}}}{K \cdot P_{\text{н.м.}} / \cos\phi} + 1 = \frac{316 - 0,01 \cdot 316}{1,2 \cdot \frac{135}{0,85}} + 1 = 2,64 \quad (4.16)$$

Принимаем n=3шт.

где P_{уст} – установленная мощность ГЭС;

P_{н.м.} – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 220 кВ;

K – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП при номинальном напряжении 220 кВ.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi} = \frac{312,84}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 0,322 \text{ кА} \quad (4.17)$$

Расчетный ток ВЛ 220кВ:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_T \cdot \alpha_i = 0,322 \cdot 1 \cdot 1,05 = 0,338 \text{ кА} \quad (4.18)$$

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

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

Выбор сечения проводов производится по методу экономической плотности тока.

Экономически целесообразное сечение составляет:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\Sigma}} = \frac{338,1}{1,1} = 307,36 \text{ мм}^2, \quad (4.19)$$

где $j_{\Sigma} = 1,1 \text{ А/мм}^2$ – нормированная плотность тока.

Выбираем провод АС-240/32, допустимый продолжительный ток которого 610 А, удельное индуктивное сопротивление на 100 км $x_0 = 0,435 \text{ Ом}$, удельное активное сопротивление на 100 км $r_0 = 0,118 \text{ Ом}$, проводимость $b_0 = 2,6 \cdot 10^{-4} \text{ См}$, число проводов в фазе $n_{\text{п}} = 1$.

Проверка проводника по нагреву при перегрузке.

$$I_{\text{ав.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{312,84}{(3-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,410 \text{ кА} \quad (4.20)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, $605 \text{ кА} > 504 \text{ кА}$ следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

4.7 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета

Стоимость трансформаторного оборудования приведена в таблице 4.5.

Таблица 4.5. Стоимость трансформаторного оборудования.

Оборудование	Стоимость, руб
ТДЦ-125000/220-У1	130 000 000
ТДЦ-250000/220-У1	262 000 000

Капиталовложения для схемы с одиночными блоками рассчитываются по следующей формуле:

$$K_1 = n \cdot K_{\text{тр}} + t \cdot K_{\text{ОРУ}} = 4 \cdot 130 \cdot 10^6 + 9 \cdot 15 \cdot 10^6 =$$

$$= 655 \text{ млн. руб.}, \quad (4.20)$$

где $n = 4$ – количество блочных трансформаторов;
 $K_{\text{тр}}$ – стоимость одного блочного трансформатора, руб.;
 $t = 9$ – количество ячеек ОРУ;
 $K_{\text{ОРУ}} = 15$ млн. руб. – стоимость одной ячейки ОРУ.

Капиталовложения для схемы с укрупненными блоками рассчитываются по следующей формуле:

$$K_2 = n \cdot K_{\text{тр}} + t \cdot K_{\text{ОРУ}} = 2 \cdot 262 \cdot 10^6 + 7 \cdot 15 \cdot 10^6 =$$

$$= 629 \text{ млн. руб.}, \quad (4.21)$$

где $n = 2$ – количество блочных трансформаторов;
 $K_{\text{тр}}$ – стоимость одного блочного трансформатора, руб.;
 $t = 7$ – количество ячеек ОРУ;
 $K_{\text{ОРУ}} = 15$ млн. руб. – стоимость одной ячейки ОРУ.
 Приведенные затраты для схемы с одиночными блоками:

$$З_1 = E \cdot K_1 + И_1 = 0,15 \cdot 655 + 0,0756 = 98,33 \text{ млн. руб} \quad (4.22)$$

где $E = 0,15$ – коэффициент сравнительной эффективности для электроэнергетики.

Приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками:

$$З_2 = E \cdot K_2 + И_2 = 0,15 \cdot 629 + 0,03492 = 94,38 \text{ млн. руб.} \quad (4.23)$$

$$\Delta З = \frac{З_1 - З_2}{З_1} \cdot 100\% = \frac{98,33 - 94,38}{98,33} \cdot 100\% = 0,04\% \quad (4.24)$$

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

4.8 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ–220 кВ: 7 (3 ВЛЭП 220 кВ, 4 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем

вариант с двумя рабочими и обходной системой шин. Выбранная схема РУ – 220 кВ представлена на рисунке 4.3.

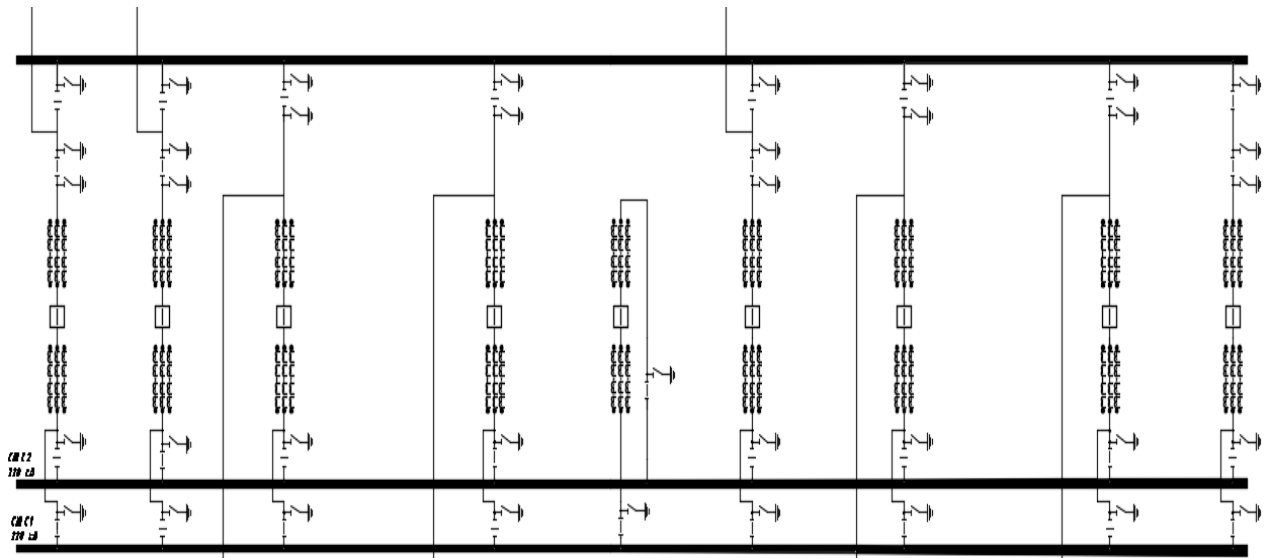


Рисунок 4.3– Схема РУ ВН 220 кВ: 2 СШ с ОСШВ

4.9 Расчет токов короткого замыкания для выбора электрических аппаратов

4.9.1 Расчет исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{Г} = x''_d \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,21 \cdot \frac{13,8^2}{97,5} = 0,41 \text{ Ом} \quad (4.25)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{Г} = E_* \cdot U_{Г} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ} \quad (4.26)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{Т} = \frac{U_{К\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{13,8 \cdot 242^2}{100 \cdot 125} = 64,65 \text{ Ом} \quad (4.27)$$

Система:

$$x_{С} = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}} = \frac{220^2}{150} = 322,67 \text{ Ом} \quad (4.28)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{л} = x_{0,уд} \cdot l = 0,435 \cdot 90 = 39,15 \text{ Ом} \quad (4.29)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{с} = E_{*с} \cdot U_{с1} = 1,0 \cdot 220 = 220 \text{ кВ} \quad (4.30)$$

Коэффициент трансформации:

$$k_{т} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{13,8}{242} = 0,057 \quad (4.31)$$

Активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

$$r_{г} = \frac{x_{*г}}{T_{а,г} \cdot \omega} = \frac{0,41}{0,045 \cdot 314} = 0,029 \text{ Ом} \quad (4.32)$$

$$r_{с} = \frac{x_{*с}}{T_{а,с} \cdot \omega} = \frac{322,67}{0,035 \cdot 314} = 29,36 \text{ Ом} \quad (4.33)$$

$$r_{л} = r_{0,уд} \cdot l = 0,118 \cdot 90 = 10,62 \text{ Ом} \quad (4.34)$$

$$r_{т} = \frac{\Delta P_{к} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,38 \cdot 242^2}{125^2} = 1,42 \text{ Ом} \quad (4.35)$$

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

На рисунке 4.4 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.6 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета.

	o	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			зак	1	Г1		14				
2	<input type="checkbox"/>			зак	2	Г2		14				
3	<input type="checkbox"/>			зак	3	Г3		14				
4	<input type="checkbox"/>			зак	4	Г4		14				
5	<input type="checkbox"/>			зак	5	Блок-1		14				
6	<input type="checkbox"/>			зак	6	Блок-2		14				
7	<input type="checkbox"/>			зак	7	Блок-3		14				
8	<input type="checkbox"/>			зак	8	Блок-4		14				
9	<input type="checkbox"/>			зак	9	КРУЭ		230				
10	<input type="checkbox"/>			зак	10	Система		230				

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

O	S	Тип	s0	tr0	N_нач	N_кон	N_л	Название	R	X	G	B	Кт/л	Кт/г	r0
1		Выкл	Выкл	1	5			Г1 - Блок-1							
2		Выкл	Выкл	2	6			Г2 - Блок-2							
3		Выкл	Выкл	3	7			Г3 - Блок-3							
4		Выкл	Выкл	4	8			Г4 - Блок-4							
5		Тр-р	Тр-р	5	9			Блок-1 - КРУЭ	637,18	64,65					0,057
6		Тр-р	Тр-р	6	9			Блок-2 - КРУЭ	637,18	64,65					0,057
7		Тр-р	Тр-р	7	9			Блок-3 - КРУЭ	637,18	64,65					0,057
8		Тр-р	Тр-р	8	9			Блок-4 - КРУЭ	637,18	64,65					0,057
9		ЛЭП	Выкл	9	10			КРУЭ - Система	29,36	322,67					

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	I1	dI
1		1	Г1	1	0,029	0,410	0,029	0,410	0,029	0,410	15,590	21,899	-85,954
2		2	Г2	2	0,029	0,410	0,029	0,410	0,029	0,410	15,590	0,014	-5,830
3		3	Г3	3	0,029	0,410	0,029	0,410	0,029	0,410	15,590	0,014	-5,830
4		4	Г4	4	0,029	0,410	0,029	0,410	0,029	0,410	15,590	0,014	-5,830
5		10	система	10	29,360	322,670	29,360	322,670	29,360	322,670	220,000	0,196	-84,801

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.7,4.8,4.9 и сведены в таблицу 4.6.

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I1	dI 1
1	1	1	3ф	9			0,3909	-49,60

Рисунок 4.7 – Результат расчета токов трехфазного КЗ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I1	dI 1
1	1	1	1ф	9			0,5010	3,13

Рисунок 4.8 – Результат расчетов токов однофазного КЗ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I1	dI 1
1	1	1	3ф	1			21,8987	-85,95

Рисунок 4.9– Результат расчетов токов трёхфазного КЗ

Таблица 4.6 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	i_y
1ф-КРУЭ	9	1,503	3,82
3ф-КРУЭ	9	0,391	0,995
3ф-Ген	1	21,9	55,75

4.9.3 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

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

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

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} \quad (4.36)$$

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot 3,89 = 4,08 \text{ кА};$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб\ max()} = \frac{S_{Г,ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,ном}} = \frac{89,22}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,213 \text{ кА} \quad (4.37)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{312,84}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,27 \text{ кА} \quad (4.38)$$

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

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{312,84}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,41 \text{ кА} \quad (4.39)$$

4.9.4 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

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

По имеющимся данным для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–15 и разъединитель РВРЗ–20/8000 МУЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-15	Разъединитель РВРЗ-20/8000 МУЗ
$U_{сети\ ном} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 15 \text{ кВ}$	$U_{сети\ ном} = 20 \text{ кВ}$
$I_{Г,раб} = 4,08 \text{ кА}$	$I_{ном} = 6300 \text{ А}$	$I_{ном} = 8 \text{ кА}$

Окончание таблицы 4.7

$I_{n0} = 0,391 \text{ кА}$	$I_{отк} = 63 \text{ кА}$	$I_{эл.ст} = 100 \text{ кА}$
$i_y = 0,995 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 130 \text{ кА}$	$i_{т.ст} = 250 \text{ кА}$
	$I_{ном.откл} = 63 \text{ кА}$	$t_{откл} = 3 \text{ с.}$
$B_{к.расч} = I_{n0}^2 \cdot (t_{отк} + t_{рз}) =$ $= 0,391^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 0,006 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.расч} = I_T^2 \cdot t_T =$ $= 100^2 \cdot 3 =$ $= 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.9.4.1 Выбор анализаторов и синхронизаторов

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

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

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

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

4.9.4.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ-20-1. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-20-1 представлена в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТШЛ-20-1

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{сети} < U_{ном}$	$U_T = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$
$I_{раб\ max} < I_{ном}$	$I_{Г.раб} = 4,08 \text{ кА}$	$I_{ном} = 50 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-20. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-20 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 13,8 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН – 15 УХЛ1 фирмы ОАО «Разряд».

4.10 Выбор параметров ОРУ

4.10.1 Выбор выключателей и разъединителей

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

По имеющимся данным для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-220	Разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 213 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 21,9 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{\gamma} = 55,75 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$
		–
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 21,9^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 19,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.10.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-220-УХЛ1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Проверка трансформатора тока ТОГФ-220-УХЛ1 представлена в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 315 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-220. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-220 представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13– Выбор трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$

В ОРУ 220кВ устанавливаем со стороны высшего напряжения ОПН-П-220 УХЛ1, фирмы ЗАО «ЗЭТО».

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 Технические данные защищаемого оборудования

Параметры гидрогенератора, номинальные данные трансформатора ТДЦ-250000/220-У1, УХЛ1 и выбранного трансформатора собственных нужд ГЭС представлены соответственно в таблицах 5.1, 5.2, 5.3

Таблица 5.1- параметры гидрогенератора

Тип		СВН-1340/150-96
Мощность номинальная	Полная	91,8 МВА
	Активная	79 МВт
Номинальное напряжение		13,8 кВ
Коэффициент мощности		0,85
Частота		50 Гц
Частота вращения		62,5 об/мин
Номинальный ток статора		3,89 кА
Ток ротора при номинальной нагрузке		1360 А
Напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке		350 В
Индуктивное сопротивление по продольной оси	Синхронное X_d	0,65
	Переходное $X'd$	0,3
	Сверхпереходное $X''d$	0,21
Индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		0,21
Емкость обмотки статора		0,7 мкФ/фазу

Таблица 5.2 – Номинальные данные трансформатора ТДЦ-250000/220-У1, УХЛ1

Тип	ТДЦ-250000/220-У1, УХЛ1
мощность номинальная	250 МВА
номинальное напряжение	242/13,8 кВ
напряжение короткого замыкания	11%
группа соединений	Yh/D-11

Таблица 5.3 – Номинальные данные трансформатора собственных нужд ГЭС ТСЗ–4000/13,8/6

Тип	ТСЗ–4000/13,8/6
мощность номинальная	4 МВА
номинальное напряжение	13,8/6 кВ
напряжение короткого замыкания	6 %
группа соединений	Yh/D-11

5.2 Перечень защит блока генератор-трансформатор

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

Защиты генератора СВН-1340/150-96:

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

Защиты силового трансформатора ТДЦ-250000/220-У1, УХЛ1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока – защита от потери охлаждения;

- Защита от перегрева трансформатора.
- Защиты воздушных линий 220 кВ:
- Дифференциально–фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);
- Резервные защиты:
- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
- УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).
- Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:
- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- Защита от перегрузки;
- Реле тока охлаждения.

5.3 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо выполнить расчет номинальных токов.

На генераторном напряжении:

$$I_{нз}^{(1)} = \frac{P_{ном} / \cos \varphi}{\sqrt{3} U_{ном}} = \frac{79 / 0,85}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 3,89 \text{ кА.} \quad (5.1)$$

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

$$I_{нз}^{(2)} = \frac{K_{сх} I_{нз}^{(1)}}{K_{тт}} = \frac{1 \cdot 3890}{5000 / 5} = 3,89 \text{ А.} \quad (5.2)$$

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{ном,ВГ1} = \frac{I_{ном,рот}}{1,2255} \cdot U_{ном,рот} = \frac{1360}{1,2255} \cdot 350 = 388 \text{ кВА} \quad (5.3)$$

Принимаем генератор возбуждения мощностью 390 кВА.

Выполним пересчёт тока генератора возбуждения:

$$I_{ном,2} = \frac{S_{ном,ВГ1}}{U_{ном,рот}} = \frac{388 \cdot 10^3}{350} = 1109,75 \text{ А} \quad (5.4)$$

$$I_{\text{ном,рот2}} = \frac{I_{\text{ном,2}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1109,75}{1200/5} = 4,62 \text{ А} \quad (5.5)$$

5.4 Описание защит и расчет их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{\text{с.з.}} < 0,2 \cdot I_{\text{ном}}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах. Защита выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах. Номинальный ток генератора: $I_{\text{ном}} = 3890 \text{ А}$.

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{\text{ср0}}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{ном}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{ном}} = 0,05 \cdot I_{\text{ном}}, \quad (5.6)$$

где $K_{\text{ОДН}} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока.

$$I_{\text{НБ(Н)}} = 0,05 \cdot I_{\text{ном}} = 0,05 \cdot 3,89 = 0,195 \text{ А}.$$

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср0}} \geq K \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{ном}} = 0,1 \cdot I_{\text{ном}}, \quad (5.7)$$

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

Принимаем уставку: $I_{\text{ср0}} = 0,15 \cdot I_{\text{ном}} = 0,58 \text{ А}$.

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:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{max}}, \quad (5.8)$$

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_{max} - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{max} = \frac{E''_G}{x''_d} \cdot I_{ном}. \quad (5.9)$$

Следовательно, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,0}{0,21} \cdot 3890 = 1852,38 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.10)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

$$I_T = I_{max} = 18523,8 \text{ А}$$

Тогда:

$$K_T > \frac{1852,38 \cdot 2}{18523,8} = 0,2.$$

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

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

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

$$B \geq \frac{I_{*cp}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5. \quad (5.12)$$

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

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

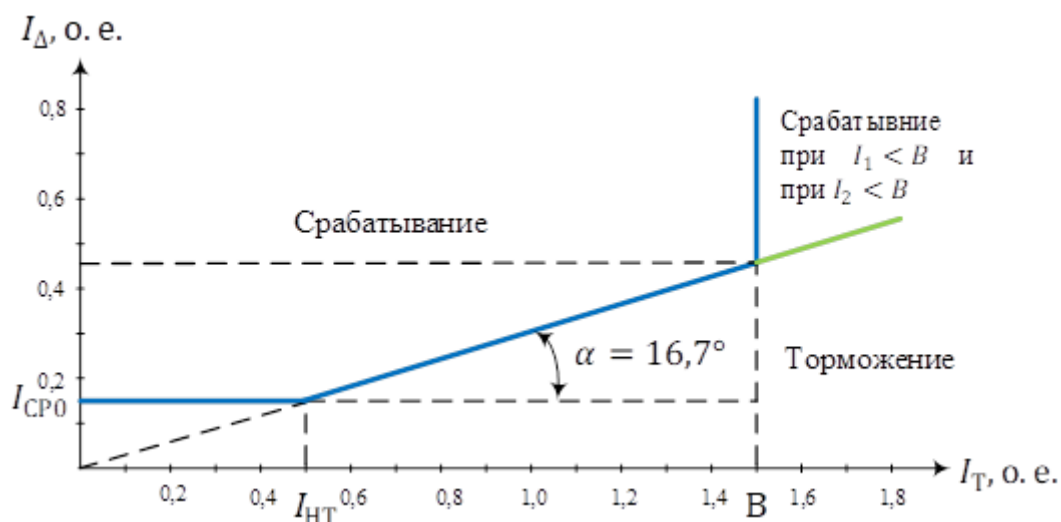


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

Принимаем уставку: $I_{ОТС} = 6 \cdot I_{ном} = 23,34 \text{ кА}$.

5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N (U₀))

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган (U₀) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U₀ и защищает 85% витков обмотки статора со стороны фазных выводов; U₀ включается на напряжение нулевой последовательности 3U₀ 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 (U₀эл.ст.) при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчет U₀эл.ст. выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

C_Г = 0,9 мкФ – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

$C_T = 0,00733$ мкФ – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{III} = 0,08$ мкФ – емкость шинпровода по отношению к земле;

$C_{ВГ} = 0,35$ мкФ – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$\begin{aligned} C_{\Sigma} &= C_{Г} + C_T + C_{III} + C_{ВГ} = 0,9 + 0,00733 + 0,08 + 0,35 = \\ &= 1,34 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}} \end{aligned} \quad (5.13)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{Л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314 \cdot 1,34 = 10,1 \text{ А} \quad (5.14)$$

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

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.15)$$

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

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,012 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$;

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

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

Тогда напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканий на стороне 220кВ:

$$U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,34} = 206,7 \text{ В}. \quad (5.17)$$

Расчетное значение $U_{0 \text{ Эл.ст.}} = 206,7 \text{ В}$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст.}}, \quad (5.18)$$

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1 \cdot 206,7}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}}$$

$$U_{CP} \geq 1,37 \text{ В,}$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;
 n_{TH} – коэффициент трансформации ТН;
 $K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 5 В с выдержкой времени 9,0с действует на сигнал; U_{0G} с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора и выключателя, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

2) Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжения 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 :

$$X = \frac{1}{K_T + 2}. \quad (5.19)$$

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

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

5.4.3 Защита от повышения напряжения ($U_{1>}$), ($U_{2>}$)

Защита от повышения напряжения имеет две ступени:

1) Уставка защиты $U_{2>}$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В} \quad (5.20)$$

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

$U_{1>}$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка $U_{1>}$ рассчитывается:

$$U_{Cp1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.21)$$

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

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

5.4.4 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} :

$$I_{*2} = I_2 / I_H, \quad (5.22)$$

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:

$$t_{доп} = A / I_{*2}^2, \quad (5.23)$$

где $A = 20$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита следующие органы органов:

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: $I_{*2\text{сигн}} = (0,05 - 0,07)$;

$$I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_H.$$

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.

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.24)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.25)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 3890 = 583,5 \text{ А} \quad (5.26)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,15$:

$$t_{\text{доп}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 889 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{CP}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.27)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{CP}}.$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - 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 5.2.

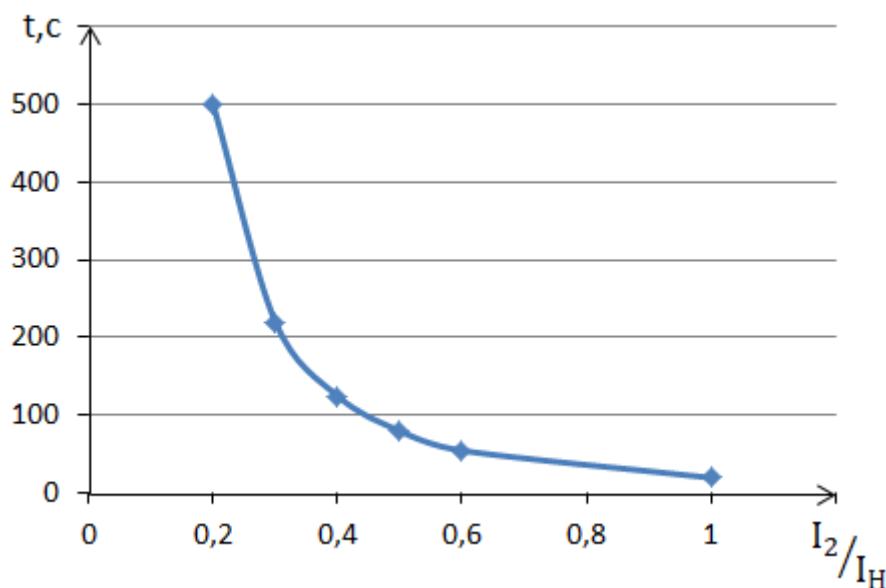


Рисунок 5.2 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания, принимаем: $t_{\text{мин.}} = 20$ с, $t_{\text{макс.}} = 600$ 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 ($t_{\text{охл}} = 100$ с).

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

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

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{d\text{ВН}}'' + X_{\text{T}} + X_{\text{Л}}^*)}, \quad (5.28)$$

где $X_{\text{Л}}^* = X_{\text{Л}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 39,15 \cdot \frac{91,8}{242^2} = 0,061;$

где $X_{d\text{ВН}}'' = X_d'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,21 \cdot \left(\frac{242}{13,8}\right)^2 = 64,58$ – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

X_{T} – сопротивление обратной последовательности генератора;

$X_{\text{T}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{91,8}{250} = 0,04$ – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2с.з.}^* \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (64,58 + 0,04 + 0,061)} = 0,0059 \text{ о. е.} \quad (5.29)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2с.з.} = I_{2с.з.}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,0059 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,21 \quad (5.30)$$

Ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию $I_{2с.з.} = 0,21$.

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

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

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot I_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{н}}, \quad (5.31)$$

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

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

Выдержка времени $t = 9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{н}}. \quad (5.32)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.5:

Таблица 5.5 - Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки $I/I_{\text{н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1) представлена на рисунке 5.3.

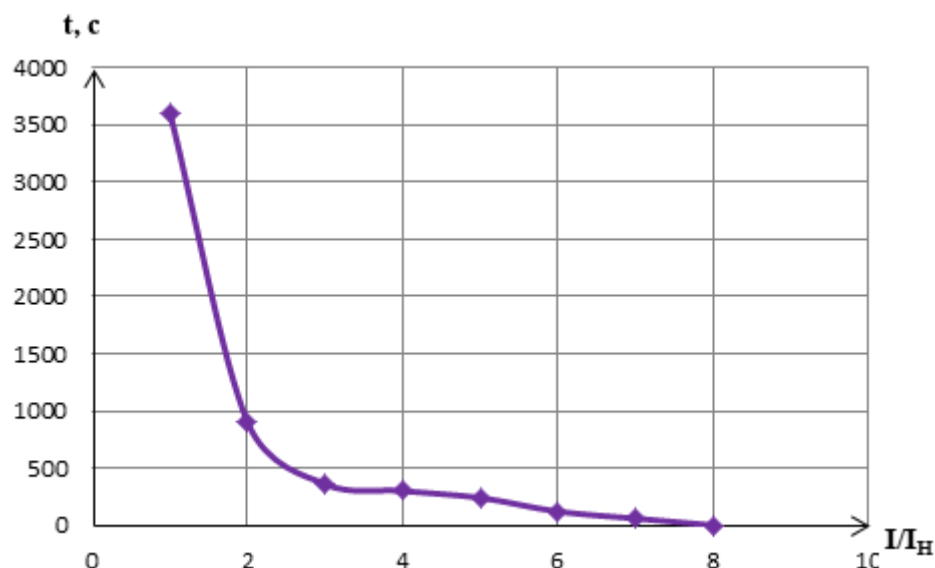


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.33)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_{\Gamma} <$.

Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{СП}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138,0} = 66,02 \text{ В}. \quad (5.34)$$

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

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

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

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

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

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

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

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 26,94 + \frac{0,8}{3} \cdot 39,15 = 31,99 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

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

$$Z_T = \frac{0,115 \cdot 242^2}{250} = 26,94 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,115 \cdot \frac{91,8}{250} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{91,8}{242^2} \cdot 39,15 = 0,05,$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,05 \cdot 2,08 = 0,104 \text{ Ом}, \quad (5.36)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{91,8} = 2,08$.

Уставка будет равна:

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,104 \cdot \frac{\frac{5000}{13,8}}{0,1} = 0,75 \text{ Ом}. \quad (5.37)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 0,75 \text{ Ом}$.

2) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее, $\Delta Z = 30 - 50 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3890} = 2,05 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}} = \frac{2 \cdot 1360 - 0,95}{723 - 0,95} = 4,33, \quad (5.39)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.40)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,358, \quad (5.41)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 69,02^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.42)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot \frac{13,8^2}{91,8} = 0,72 \text{ Ом}. \quad (5.43)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{СЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,72 \cdot 5000 / 5}{13800 / 100} = 5,19 \text{ Ом}, \quad (5.44)$$

Принимаем уставку $Z_{\text{II}} = 5,19 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{CM1} = 0,11 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,78 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.4.

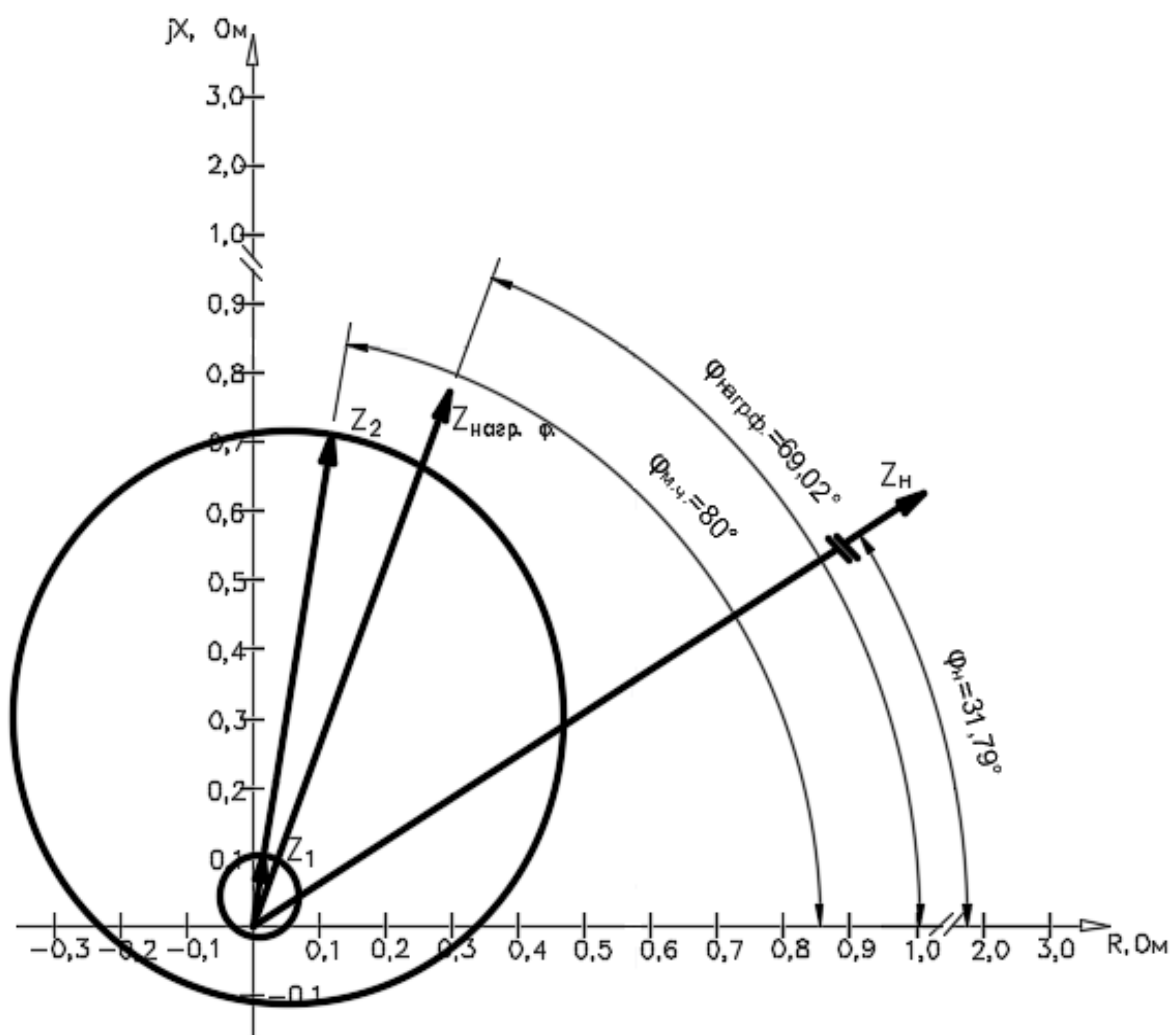


Рисунок 5.4 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_R} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р} = 1,07 \cdot 4,62 = 4,95 \text{ А} \quad (5.45)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р} = 1,1 \cdot 4,62 = 5,09 \text{ А} \quad (5.46)$$

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

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

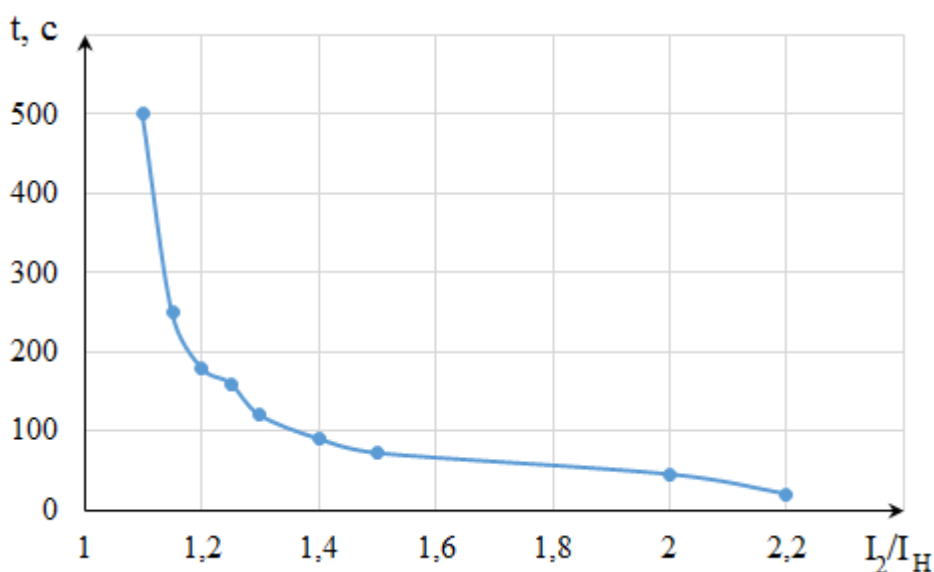


Рисунок 5.5 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 2,245 \cdot 4,62 = 10,4 \text{ А} \quad (5.47)$$

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

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор Гусельнической ГЭС предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно- производственного предприятия ООО НПП «ЭКРА».

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

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

5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.7

Таблица 5.7 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	IDG	Ток срабатывания, $I_{\text{СР.О}}$	$0,15 \cdot I_{\text{Н}}$	0,58 А
		Коэффициент торможения, K_{T}	0,3	-
		Уставка начального торможения, $I_{\text{НТ}}$	$0,5 \cdot I_{\text{Н}}$	1,95 А
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_{\text{Н}}$	5,84 А
		$I_{\text{ОТС}}$	$6 \cdot I_{\text{Н}}$	23,34

Окончание таблицы 5.7

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}		Коэффициент торможения, K_T	1,2	-
ЗПН	$U >$	2 ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,27 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,58 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,25 \cdot I_H$	0,97 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,16 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,28 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_{НОМ}$	5,96 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,05	0,75 Ом
			$Z_{сmI}$	$0,15 \cdot Z_{сmI}$	0,113 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,35	5,19 Ом
			$Z_{сmII}$	$0,15 \cdot Z_{сmII}$	0,78 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,94 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	5,08 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,245 \cdot I_{НОМ.Р}$	10,37 А

Матрица отключений представлена в таблице 5.8

Таблица 5.8 – Матрица отключений защит

Защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение СВ	Предупредительный сигнал
Наименование	Обозначение							
Диф. Защита продольная	I_{DG}	+	+	+	+			

Окончание таблицы 5.8

ЗЗГ	U_0	t_1							+	
		t_3	+	+	+					
	U_0	t	+	+	+					
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+						
		2 ступень t_2	+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО							+	
		ИО		+	+					
		ОТС I	t_1						+	
			t_2						+	
	t_3	+	+							
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО							+	
		ИО		+	+					
		ОТС	t_1						+	
			t_2						+	
	t_3	+	+							
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1					+		
			t_2	+	+	+				
		2 ступень	t_1						+	
			t_2						+	
			t_3	+	+					
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО							+	
		ИО		+	+					
		Отсечка		+	+					

6 Компонировка и сооружение гидроузла

6.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Грунт основания для проектируемой станции: виды известняка, что является типом Б. По высоте сооружения, равного 22,5м, ГЭС попадает в промежуток (15-25) м, что соответствует классу III. Мощность ГЭС ($N_{\text{уст.ГЭС}} = 316 \text{ МВт}$) попадает в промежуток (300-1000) МВт, что является II классом ГТС. Число постоянно проживающих людей в области проектируемой станции 9640 человек, которые могут пострадать от аварии гидротехнического сооружения, что соответствует I классу ГТС. На основании этих данных можно сделать вывод, что ГТС имеет I класс.

6.2 Определение отметки гребня плотины

6.2.1 Бетонная плотина

За отметку гребня бетонной плотины $\nabla_{\text{ГБП}}$ принимаем отметку, вычисленную по формуле:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + h_{\text{сет}} + a = 345 + 1,499 + 0,0379 + 0,8 = 347,34 \text{ м}, \quad (6.1)$$

Высоту ветрового нагона рассчитываем по формуле:

$$\Delta h_{\text{сет}} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha = 2,82 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{28^2 \cdot 1683}{9,81 \cdot 10} \cos 0^\circ = 0,0379 \text{ м}, \quad (6.2)$$

где k_w – коэффициент, принимаемый по СНиП [таблица 2, Приложение 1];
 $V_w = 28 \text{ м/с}$ – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды;
 $L = 1683 \text{ м}$ – длина разгона волны;
 α – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра (в курсовом проекте принимают его равным 0).
 d – условная расчетная глубина воды в водохранилище, в условиях курсового проекта:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{345 - 325}{2} = 10 \text{ м}. \quad (6.3)$$

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

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

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1683}{28^2} = 21,06$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{28} = 7567,71$$

2. Из графика 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 $\frac{gt}{V_w}$ определяем параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$.

$$\frac{gL}{V_w^2} = 21,06: \text{ параметры } \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,009 \text{ и } \frac{g\bar{T}}{V_w} = 1;$$

$$\frac{gt}{V_w} = 7567,71: \text{ параметры } \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,072 \text{ и } \frac{g\bar{T}}{V_w} = 3,7.$$

Затем, используя меньшие полученные значения $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,009$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1$, вычисляем средний период волны \bar{T} (с) и среднюю высоту волны \bar{h} (м).

$$\bar{h} = \frac{0,009 \cdot 28^2}{9,81} = 0,719 \text{ м};$$

$$\bar{T} = \frac{1 \cdot 28}{9,81} = 2,85 \text{ с}.$$

3. Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,85^2}{2\pi} = 12,69 \text{ м}. \quad (6.4)$$

4. Условие $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ $10 > 0,5 \cdot 12,69$ выполняется и, следовательно, зона глубоководная.

5. Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,719 \cdot 2,085 = 1,499 \text{ м}, \quad (6.5)$$

где $K_i = 2,085$ – коэффициент, определяемый по графику [1, Приложение А1, рис. А.2] в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны).

6.3 Гидравлические расчеты

Исходными данными для проведения гидравлических расчетов являются: отметки НПУ и ФПУ, расчетные максимальные расходы воды, кривые связи уровней нижнего бьефа и расходов, характеристики грунтов основания. Максимальные расчетные расходы определяют гидрологическими расчетами по кривой обеспеченности для паводковых расходов.

6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

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

(n-1) при числе гидроагрегатов ГЭС $n \leq 6$

$$Q_{p.осн} = Q_{max.осн} - Q_{ГЭС} - Q_c = Q_{max.осн} - Q_{1агр} (n_{агр} - 1) - \frac{V_{пол}}{t_{ср}} \quad (6.6)$$

где $Q_{max.осн} = Q_{max0,1\%} = 4771 \text{ м}^3 / \text{с}$ – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем для ГЭС I класса;

$Q_{1агр} = 684,01 \text{ м}^3 / \text{с}$ – расход через один гидроагрегат;

$V_{пол} = V_{нач} - V_{дно} = 9,84 - 5,32 = 4,52 \text{ км}^3$ – полезный объем водохранилища;

водохранилища;

$t_{ср} = 4 \text{ месяца} = 10368000 \text{ с}$ – время сработки водохранилища;

$n_{агр} = 4$ – число гидроагрегатов ГЭС;

Q_c – расход через аварийный водосброс.

$$Q_{p.осн} = 4771 - 684,01 \cdot (4 - 1) - \frac{4,52 \cdot 10^9}{10368000} = 2283,01 \text{ м}^3 / \text{с}$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{p.осн}}{q_6} = \frac{2283,01}{24,06} = 94,9 \text{ м}, \quad (6.7)$$

где q_6 – удельный расход на водосливе, равный

$$q_6 = 1,25 q_p = 1,25 \cdot 19,25 = 24,06 \text{ м}^2 / \text{с}, \quad (6.8)$$

где q_p – удельный расход на рисберме.

$$q_p = [v_h] \cdot h_{HB} = 3,5 \cdot 5,5 = 19,25 \text{ м}^2 / \text{с}, \quad (6.9)$$

где $h_{HB} = 5,5$ м – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla HB = f(Q_{HB})$ при $Q_{осн.макс}$; $\nabla HB = 330,5 \text{ м}$.

$[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки (полускальные – $3,5 \text{ м/с}$).

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону:

$n = 10$ шт (с дополнительным пролетом $n = 11$ шт);

$b = 10$ м;

$B = 110$ м.

6.3.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{p.осн}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2283,01}{0,49 \cdot 100 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,8 \text{ м}, \quad (6.10)$$

где m – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива, принимается $m = 0,49$.

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{p.осн}}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2283,01}{0,49 \cdot 0,96 \cdot 1 \cdot 100 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 4,95 \text{ м}, \quad (6.11)$$

где σ_n – коэффициент подтопления ($\sigma_n = 1$);

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (9-1) \cdot 0,45}{10} \cdot \frac{4,8}{10} = 0,954 \quad (6.12)$$

где $b = 10$ – ширина пролета;

$n = 10$ – число пролётов в гидравлическом расчете;

ξ – коэффициент формы боковых устоев, принимают $0,7$;

ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т.е. величины a , и от формы верховой грани быка, для полукруглого очертания 0,45.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 6,28 - \frac{1 \cdot 0,815^2}{2 \cdot 9,81} = 4,92 \text{ м}, \quad (6.13)$$

где

$$V_0 = \frac{Q_{p.осн}}{(\nabla НПУ - \nabla ДНА)(B + (n-1) \cdot \delta_0)} = \frac{2283,01}{(345 - 325) \cdot (110 + (11-1) \cdot 3)} = 0,815 \text{ м/с}, \quad (6.14)$$

где δ_0 – толщина разрезного быка (3 м) ;

Толщина быка по Березинскому:

$$\delta_0 \geq (0,2 \div 0,25) \cdot 10,$$

$$\delta_0 \geq (0,2 \div 0,25) \cdot 10 \text{ м},$$

$$\delta_0 \geq (2 \div 2,5) \text{ м}.$$

Принимаем разрезной бык толщиной 3м.

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

H_{cm} принимаем равным 5м, так как это ближайший к H ($H=4,92\text{м}$) стандартный напор.

Отметку гребня водослива определяем по формуле:

$$\nabla ГВ = \nabla НПУ - H_{cm} = 345 - 5 = 340 \text{ м}. \quad (6.15)$$

Отметку верха быка вычисляют по формуле:

$$\nabla ГВ = \nabla ГВ + (1,5 \div 2,0)H_{cm} = 340 + 1,5 \cdot 5 = 347,5 \text{ м}. \quad (6.16)$$

Отметка гребня плотины выбирают наибольшую из отметок $\nabla ГВ = 347,5 \text{ м}$ и $\nabla ГБП = 347,34 \text{ м}$:

$$\nabla ГП = 347,5 \text{ м}.$$

6.3.3 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

В курсовом проекте вычисляют критическую глубину потока при полном открытии всех отверстий:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{B_B^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 2283,01^2}{140^2 \cdot 9,81}} = 3,10 \text{ м} \quad (6.17)$$

где

$$B_B = n \cdot b + (n - 1) \delta_0 = 11 \cdot 10 + (11 - 1) \cdot 3 = 140 \text{ м} \quad (6.18)$$

где α - коэффициент Кориолиса, принятый равным 1,1.
Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 345 - 325 = 20 \text{ м} \quad (6.19)$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_c)}} = \frac{16,31}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 20}} = 0,915 \text{ м}; \quad (6.20)$$

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_c)}} = \frac{16,31}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (20 - 0,915)}} = 0,936 \text{ м}, \quad (6.21)$$

где

$$q_c = \frac{Q_{p,осн}}{B_{к}} = \frac{2283,01}{140} = 16,31 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}. \quad (6.22)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{0,936}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{3,1}{0,936} \right)^3} - 1 \right) =$$

$$= 7,53 \text{ м}. \quad (6.23)$$

Так как $h''_c = 7,53 \text{ м} > h_{НБ} = 5,5 \text{ м}$, получается отогнанный гидравлический прыжок, рассчитаем водобойную стенку.

6.3.4 Расчет водобойной стенки

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

$$h_{ст} = \sigma \cdot h''_c - H_{ст} = 1,1 \cdot 7,53 - 5 = 4,66 \text{ м} \quad (6.24)$$

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

$$H_{ст} = \left(\frac{q}{m \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{2/3} - \frac{a \cdot q^2}{2 \cdot g \cdot (\sigma \cdot h'_c)^2} = \left(\frac{16,31}{0,49 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 16,31^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 7,53)^2} =$$

$$= 3,62 \text{ м} \quad (6.25)$$

$\sigma = 1,1$ – коэффициент запаса;

$m = 0,49$ – коэффициент расхода.

Проверяем условие сопряжения бьефов за стенкой, принимая полную удельную энергию перед стенкой равной:

$$T_0 = h_{ст} + H_{ст} = 4,66 + 3,62 = 8,28 \quad (6.26)$$

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_c)}} = \frac{16,31}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 8,28}} = 1,42 \text{ м}; \quad (6.27)$$

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_c)}} = \frac{16,31}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (8,28 - 1,42)}} = 1,562 \text{ м}, \quad (6.28)$$

где

$$q_c = \frac{Q_{р.очн}}{B_{к}} = \frac{2283,01}{140} = 16,31 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}. \quad (6.29)$$

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,562}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{3,1}{1,562} \right)^3} - 1 \right) =$$

$$= 5,45 \text{ м}. \quad (6.30)$$

Так как $h''_c = 5,45 \text{ м} < h_{НБ} = 5,5 \text{ м}$, получается затопленный гидравлический прыжок.

6.3.5 Расчет водобоя

Рассчитаем длину водобоя:

$$l_{в} = (0,8 \div 1) l_{пр} = 0,8 \cdot 33,4 = 26,73 \text{ м} \quad (6.31)$$

где $l_{пр}$ – длина гидравлического прыжка,

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9 \cdot h''_c - h'_c) = 2,5(1,9 \cdot 7,53 - 0,936) = 33,4 \text{ м} \quad (6.32)$$

где h''_c и h'_c – сопряженные глубины, посчитанные до стенки.

Толщина водобоя до стенки:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 17,42 \cdot \sqrt{0,936} = 2,53 \text{ м} \quad (6.33)$$

где v_c – скорость потока до водобойной стенки:

$$v_c = \frac{Q_p}{B_B \cdot h'_c} = \frac{2283,01}{140 \cdot 0,936} = 17,42 \text{ м/с} \quad (6.34)$$

Толщина водобоя после стенки:

$$\delta_B = 0,15 \cdot 10,44 \cdot \sqrt{1,562} = 1,96 \text{ м.} \quad (6.35)$$

Скорость потока после водобойной стенки:

$$v_c = \frac{2283,01}{140 \cdot 1,562} = 10,44 \text{ м/с.} \quad (6.36)$$

6.3.6 Построение профиля водосливной грани

Принимаем профиль оголовка без вакуумного водослива с оголовком типа А по данным Кригера – Офицерова.

Таблица 6.1 – Координаты для построения для напора $H_{ст} = 5$ м

х	у	х	у
0	0,126	0,00	-0,63
0,1	0,036	0,50	-0,18
0,2	0,007	1,00	-0,035
0,3	0	1,50	0
0,4	0,006	2,00	-0,03
0,5	0,027	2,50	-0,135
0,6	0,06	3,00	-0,3
0,7	0,1	3,50	-0,5
0,8	0,146	4,00	-0,73
0,9	0,198	4,50	-0,99
1	0,256	5,00	-1,28
1,1	0,321	5,50	-1,605
1,2	0,394	6,00	-1,97
1,3	0,475	6,50	-2,375
1,4	0,564	7,00	-2,82
1,5	0,661	7,50	-3,305
1,6	0,764	8,00	-3,82
1,7	0,873	8,50	-4,365
1,8	0,987	9,00	-4,935
1,9	1,108	9,50	-5,54

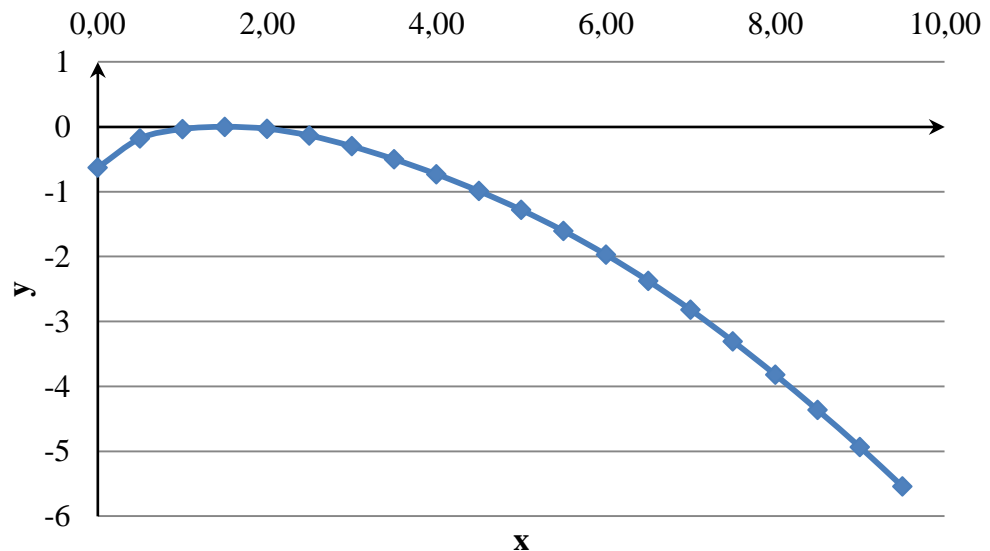


Рисунок 6.1 - Оголовок водосливной плотины

6.3.7 Проверка ФПУ

Определяем $Q_{р.пов}$:

$$Q_{р.пов} = Q_{max.пов} - Q_{ГЭС} - Q_c = Q_{max.0,1\%} - n_{agr} \cdot Q_{1agr} - \frac{V_{пол}}{t_{ср}} = 5386 - 4 \cdot 684,01 - \frac{4,52 \cdot 10^9}{10368 \cdot 10^3} = 2898,01 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.37)$$

где $Q_{max.пов} = Q_{max.0,01\%} = 5386 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчетный максимальный расход для поверочного случая с учетом трансформации его водохранилищем для ГТС I класса;

$n_{agr} = 4$ – число гидроагрегатов ГЭС;

Q_c – расход через другие водопропускные сооружения гидроузла, $\text{м}^3/\text{с}$;

$V_{пол} = 4,52 \cdot 10^9 \text{ м}^3$ – полезный объем водохранилища, м^3 ;

$t_{ср} = 10368 \cdot 10^3 \text{ с}$ – время срабатывания водохранилища, с.

Определяем напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления – H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления – H_{02} .

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{р.осн}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2898,01}{0,49 \cdot 100\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,63 \text{ м}, \quad (6.38)$$

где m – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива, принимается $m = 0,49$.

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{p.осн}}{m\varepsilon\sigma_n B \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2898,01}{0,49 \cdot 0,947 \cdot 1 \cdot 100 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,84 \text{ м}, \quad (6.39)$$

где σ_n – коэффициент подтопления ($\sigma_n = 1$);

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (10-1) \cdot 0,45}{10} \cdot \frac{5,63}{10} = 0,947 \quad (6.40)$$

где $b = 10$ – ширина пролета;

$n = 10$ – число пролётов в гидравлическом расчете;

ξ – коэффициент формы боковых устоев, принимают 0,7;

ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, т. е. величины a , и от формы верховой грани быка, для полукруглого очертания 0,45.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 6,39 - \frac{1 \cdot 1,035^2}{2 \cdot 9,81} = 5,78 \text{ м}, \quad (6.41)$$

где

$$V_0 = \frac{Q_{p.осн}}{(\nabla НПУ - \nabla ДНА)(B + (n-1) \cdot \delta_0)} = \frac{2898,01}{(345 - 325) \cdot (110 + (11-1) \cdot 3)} = 1,035 \text{ м/с}, \quad (6.42)$$

где δ_0 – толщина разрезного быка (3 м);

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

H_0 принимаем равным 6 м, так как это ближайший к H ($H = 5,78 \text{ м}$) стандартный напор.

Проверка условия:

$$\nabla ФПУ \geq \nabla ГВ + H_0 \quad (6.43)$$

$$346 \text{ м} \geq 340 + 6 \text{ м}$$

$$346 \text{ м} \geq 346 \text{ м}$$

Условие выполняется, исходной отметки достаточно для пропуска $Q_{max.пов}$. Следовательно, принимаем $\nabla ФПУ = 346 \text{ м}$.

6.4 Конструирование плотины

6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль гравитационной бетонной плотины на скальном основании конструируем с вертикальной напорной гранью, без фундаментной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

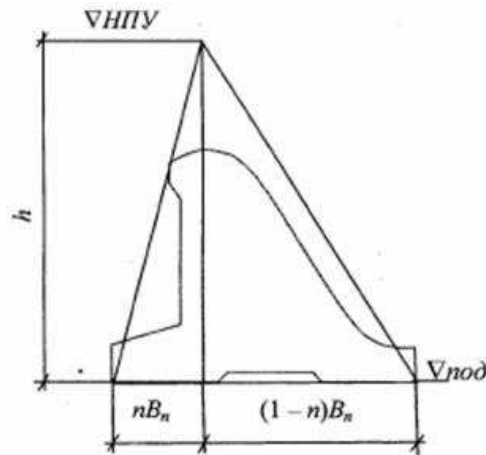


Рисунок 6.2 – Схема треугольного профиля плотины

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

Отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;

Устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

Таким образом, из условия недопущения растягивающих напряжений, ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

$$B_{n1}^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}} \quad (6.44)$$

где α_1 - коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства завес, дренажей и шпунтов, принимаем 0,5;

$\rho_6 = 2500 \text{ кг/м}^3$ и $\rho_w = 1000 \text{ кг/м}^3$ - плотности бетона и воды соответственно;

Высота плотины h равна:

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 345 - 322,47 = 22,53 \text{ м} \quad (6.45)$$

Отметка подошвы зависит от конструкции устройств в НБ и равна:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \delta_{\text{в}} = 325 - 2,53 = 322,47 \text{ м} \quad (6.46)$$

где $\delta_{\text{в}} = 2,53 \text{ м}$ – толщина водобойной плиты.

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определяется из выражения:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{\text{tg}\varphi \left(\frac{\rho_{\text{б}}}{\rho_{\text{в}}} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.47)$$

где γ_n – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения. Для I класса сооружения $\gamma_n = 1,25$.

$\text{tg}\varphi$ – коэффициент трения бетона по грунту, принимаемый для полускального основания 0,52.

Задаваясь различными значениями n , произведен расчёт (таблица 6.2) и построен графики зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$ (рисунок 6.3).

Таблица 6.2 - Координаты зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$

n	B_n^I	B_n^{II}
0	15,93	27,08
0,1	16,18	25,79
0,2	16,52	24,62
0,3	16,98	23,55
0,4	17,59	22,57
0,5	18,40	21,66
0,6	19,46	20,83
0,7	20,92	20,06
0,8	22,99	19,34
0,9	26,19	18,68
1	31,86	18,05

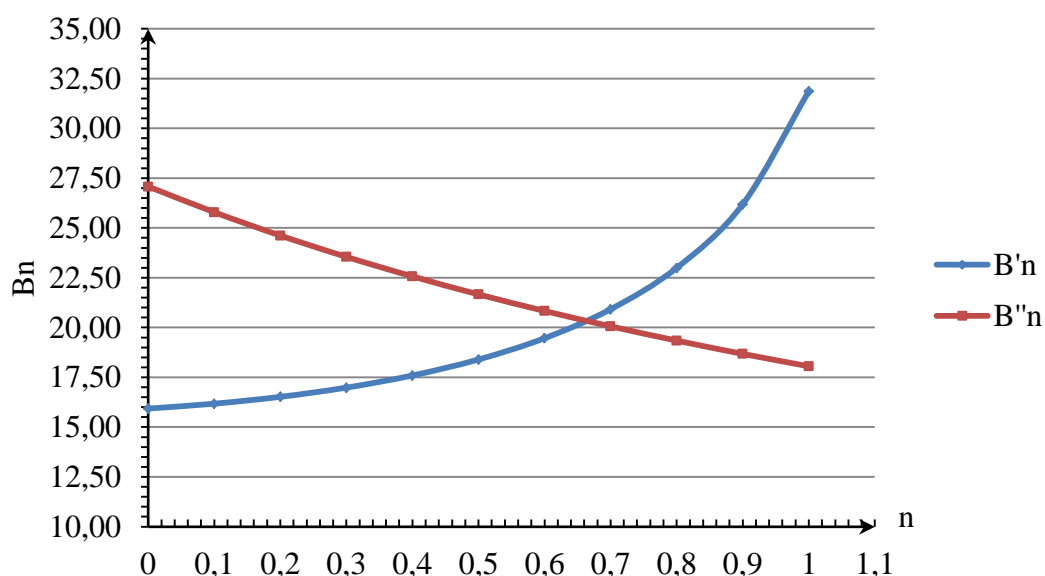


Рисунок 6.3 - Пересечение кривых $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = f(n)$

Для плотин на нескальном основании, задаваясь различными значениями n , определяют несколько значений B_n по формулам (44) и (47) и строят два графика зависимости $B_n = f(n)$. Точка пересечения графиков определяет расчетную ширину подошвы.

Графики пересекаются в точке $B_n = 20,5$ м и $n = 0,66$.

Предварительные расчеты показали, что проверка на сдвиг произошла с большим коэффициентом запаса, поэтому принимаем $B_{\text{п}} = 18,8$ м.

6.4.2 Разрезка плотины швами

В плотинах, на полускальных основаниях, швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерном распределении температуры в теле плотины. Принимаем в водосливной плотине шов, проходящий через бык. Тогда размер секций 13 м.

Температурные швы по контуру плотины принимаем равномерными шириной в 1 см, внутри тела плотины 0,3 см.

6.4.3 Быки

Головная часть быка обычно имеет обтекаемую в плане форму. В нижнем бьефе отметку верха уступа быка принимают на 1 м выше максимальной отметки уровня нижнего бьефа, т.е. 330,86 м.

Размеры пазов зависят от типа и конструкции затвора. Для плоского затвора принимаем следующие размеры пазов:

- рабочий затвор имеет ширину 0,8 м, глубину 0,5 м
- ремонтный затвор имеет ширину и глубину 0,5 м.

Расстояние между пазами ремонтного и рабочего затворов принимаем 1 м.

Ширина гребня плотины по быку равна 18,3 м, в нее включены:

- дорога – 6,5 м;
- ширина подкрановых путей – 7,5 м;
- пешеходная дорожка шириной 1 м.

6.4.4 Устои

Для полускального основания назначаем разделительный устой, который отделяет водослив от глухой бетонной плотины и здания ГЭС. Разделение потоков водослива и здания ГЭС является основным назначением устоя. Назначаем сопрягающий устой, предназначенный для обеспечения плавного растекания потока в нижнем бьефе.

6.4.5 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотин предусматриваем дренажи в виде вертикальных скважин (дрен), имеющих выходы в продольные галереи, или горизонтальных дрен. Диаметр вертикальных дренажных скважин принимаем 20 см.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа должно быть не менее 2м при соблюдении условия:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.г}} \quad (6.47)$$

$$a_{др} \geq \frac{22,53 \cdot 1,25}{25} = 1,1 \text{ м}$$

где $H_d = 22,53$ м – напор над расчетным сечением;
 $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения;
 $I_{кр.г} = 25$ – критический средний градиент напора для бетона плотины

6.4.6 Галереи в теле плотины

Устраиваем как поперечную, так и продольную галереи. По высоте плотины галереи расположены через 9м.

Устраиваем галерею цементационной завесы и дренажную галерею, их размеры из практических рекомендаций принимаем с учетом работающей техники шириной 2,5м и высотой – 3м. Галереи расположены по высоте через 9м. В теле плотины устраиваем смотровую галерею с шириной 2м и высотой – 2,5м.

6.4.7 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

6.4.7.1 Противофильтрационные завесы

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B_{\Pi} = 0,1 \cdot 18,8 = 1,88 \text{ м}, \quad (6.48)$$

где $B_{\Pi} = 18,8$ м - ширина подошвы плотины.

Так как расстояние от напорной грани плотины до галереи следует назначать не менее 2м, следует расположить ось цементационной завесы на расстоянии 3,25м от напорной грани.

Глубина цементной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 19,54 = 9,77 \text{ м}, \quad (6.49)$$

где $H_{\text{max}} = 19,54$ – максимальный напор,

$$H_{\text{max}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{НБ min}} = 345 - 325,46 = 19,54 \text{ м}. \quad (6.50)$$

где $H_{\text{НБ min}} = 325,46$ м - отметка воды в НБ при $Q_{\text{сан}} = 170 \text{ м}^3/\text{с}$.

Принимаем глубину цементационной завесы $h_{\text{зав}} = 9,77$ м.

Расстояние между рядами цементационных скважин, а также между скважинами в ряду принимается 2 м.

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H_3}{J_{\text{кр}}} \cdot \gamma_n = \frac{13,68}{15} \cdot 1,25 = 1,14 \text{ м}, \quad (6.51)$$

где ΔH_3 – потери напора на завесе;

$\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$J_{\text{кр}} = 15$ – критический градиент для завесы.

$$\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 19,54 - 5,86 = 13,68 \text{ м}, \quad (6.52)$$

где H_d, H_{as} - геометрические параметры эпюры фильтрации. Смотреть пункт 6.5.4.

6.4.7.2 Дренажные устройства в основании

Глубина дренажных скважин:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 9,77 = 4,885 \text{ м}. \quad (6.53)$$

Принимаем глубину дренажных скважин $h_{\text{др}} = 4,89$ м.

Диаметр дренажных скважин принимается 0,1 м, расстояние между ними 2 м. Расстояние между дренажными и цементационными скважинами l_2 принимается конструктивно $l_2 = 4,5$ м.

6.4.8 Конструктивные элементы нижнего бьефа

6.4.8.1 Водобой

Водобой предназначен для гашения энергии потока, сходящего с водослива, и устраивается в виде железобетонной плиты.

Для большего гашения на водобое размещают гасители. Стенку размещаем на расстоянии l_B м, где $l_B = 26,73$ м – длина водобоя.

Толщину водобоя определяют расчетом из условия устойчивости плиты против опрокидывания и сдвига. Предварительно толщина водобоя равна $\delta_B = 2,33$ м. Смотреть пункт 6.4.1.

6.4.8.2 Рисберма

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняется в виде крепления из железобетонных плит, расположенных в шахматном порядке. Толщину плит рисбермы назначаем 1,7 м. Плиты выполняют квадратными, размером 13 м. Плиты имеют дренажные отверстия 0,2 м, на расстоянии друг от друга в плане 5 м.

6.5 Определение основных нагрузок на плотину

6.5.1 Вес сооружения и затворов

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

$$S_{пл} = 196,56 \text{ м}^2 .$$

Вес 1 п.м. водосливной части плотины:

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot p_б \cdot g}{b + \delta_б} = \frac{196,56 \cdot 10 \cdot 2,5 \cdot 9,81}{10 + 3} = 3708,18 \text{ кН/м} \quad (6.54)$$

где $p_б$ – плотность бетона;

$S_{пл}$ – площадь поперечного сечения плотины;

b – ширина пролета;

$\delta_б$ – толщина быка.

Вес быка плотины определяется аналогично:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot p_6 \cdot g}{b + \delta_6} = \frac{367,1 \cdot 3 \cdot 2,5 \cdot 9,81}{10 + 3} = 2077,48 \text{ кН/м} \quad (6.55)$$

где S_6 – площадь поперечного сечения быка, $S_6 = 367,1 \text{ м}^2$.
Вес плоского затвора определяется по формуле А.Р.Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 65 \cdot \sqrt{65} \cdot 9,81 = 282,75 \text{ кН}, \quad (6.56)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (346 - 340 + 0,5) \cdot 10 = 65 \text{ м}^2 \quad (6.57)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м.:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{282,75}{10 + 3} = 21,75 \text{ кН/м} \quad (6.58)$$

6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Силу гидростатического давления воды определяют по формулам гидравлики. Эпюры гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины имеют форму равнобедренного прямоугольного треугольника.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны ВБ:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 22,53^2}{2} = 2489,78 \text{ кН/м} \quad (6.59)$$

где – $h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под} = 345 - 322,47 = 22,53 \text{ м}$
- со стороны НБ:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 2,99^2}{2} = 43,85 \text{ кН/м} \quad (6.60)$$

где – $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla\text{под} = 325,46 - 322,47 = 2,99 \text{ м}$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления со стороны НБ:

$$W_H = S_{\text{ЭП}}^H \cdot \rho_w \cdot g = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 4,91 \text{ кН/м}, \quad (6.61)$$

где $S_{\text{ЭП}}^H = 0,5 \text{ м}^2$ – площадь поперечного сечения тела давления.

6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Силу взвешивающего давления определяют по формуле:

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 47,51 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 466,07 \text{ кН/м}, \quad (6.62)$$

где $S_{\text{эп}} = 47,51 \text{ м}$ – площадь поперечного сечения тела давления.

6.5.4 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления для скальных оснований строится в соответствии с указаниями СНиП [2].

Для основного случая:

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{min}}} = 345 - 325,46 = 19,54 \text{ м} \quad (6.63)$$

$$H_{as} = 0,3 \cdot H_d = 0,4 \cdot 19,54 = 7,82 \text{ м} \quad (6.64)$$

$$H_{dr} = 0,05 \cdot H_d = 0,2 \cdot 19,54 = 3,91 \text{ м}. \quad (6.65)$$

В качестве воздействия на плотину учитывают часть эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины:

$$W_{\phi} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 92,4 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 906,4 \text{ кН/м}, \quad (6.66)$$

где $S_{\text{эп}} = 92,4 \text{ м}$ – площадь эпюры фильтрационного давления.

6.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_n = \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_n}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{20}{2} \right) = 9,8 \text{ кПа} \quad (6.67)$$

где $\gamma_n = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$h_n = 2 \text{ м}$ – толщина слоя наносов;

$\varphi_n = 20^\circ$ – угол внутреннего трения для наносов;

Равнодействующая давления наносов:

$$E_n = \frac{p_n \cdot h_n}{2} = \frac{9,8 \cdot 2}{2} = 9,8 \text{ кН}, \quad (6.68)$$

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

В точке, принадлежащей границе между различными слоями грунта, боковое давление грунта определяется дважды: считая эту точку принадлежащей верхнему слою, а затем нижнему. Грунт обладает сцеплением, что уменьшает боковое давление грунта на фундаментную плиту сооружения на величину p_c .

$$p_c = 2 \cdot c \cdot tg \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 2 \cdot 60 \cdot tg \left(45^\circ - \frac{27,47^\circ}{2} \right) = 73,2 \text{ кПа} \quad (6.69)$$

$$p'_{гр} = \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - p_c = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{27,47^\circ}{2} \right) - 73,2 =$$

$$= -85,4 \text{ кПа} \quad (6.70)$$

$$p''_{гр} = (\gamma_n \cdot h_n + \gamma_{гр}^{Б3} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - p_c = (10 \cdot 2 + 16,17 \cdot 2,53) \cdot$$

$$\cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{27,47^\circ}{2} \right) - 73,2 = -110,36 \text{ кПа} \quad (6.71)$$

где

$$\gamma_{гр}^{Б3} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) p_w \cdot g = 25 - (1 - 0,1) \cdot 1000 \cdot 9,81 =$$

$$= 16,17 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3} \quad (6.72)$$

где c – сцепление грунта, равное 60 кПа.

$\gamma_{гр}$ – удельный вес сухого грунта, принимаем 25 кН/м³;

n_0 – пористость сухого грунта, $n_0=0,1$;

$h_{гр} = 2,53 \text{ м}$ – толщина слоя грунта.

Численное значение равнодействующей активного давления грунта на 1 п. м. длины плотины соответствует площади эпюры активного давления грунта:

$$E_{акт} = S_{эп} = \left(\frac{p'_{гр} + p''_{гр}}{2} \right) h_{гр} = \left(\frac{-85,4 - 110,36}{2} \right) 2,53 = -247,63 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.73)$$

Так как полученное значение в формуле выше отрицательное, то активное давление грунта на гидротехническое сооружение отсутствует.

Пассивное давление грунта основания со стороны НБ отсутствует.

6.5.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления определена упрощенно по формуле:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot p_w \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,499 \cdot \left(\frac{12,69}{3,14} + \frac{0,56}{2} \right) = 31,76 \text{ кН/м} \quad (6.74)$$

где $h_{1\%} = 1,499$ – высота волны 1 %-ной обеспеченности;
 $\bar{\lambda} = 12,69$ м – средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,499^2}{12,69} = 0,56 \text{ м} \quad (6.75)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{12,69}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,499 = 1,46 \text{ м.} \quad (6.76)$$

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

6.5.7 Оценка прочности плотины

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

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

Таблица 6.3 - Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН · м
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	3596,07	2,81	-9898,99
G_6	0,95	↓	1973,6	2,87	-5564,24
q_3	0,9	↓	19,57	7,74	-151,51
T_B	1	→	2489,78	7,70	19071,73
T_H	1	←	43,85	1,00	-42,97
$W_{\text{взв}}$	1	↑	514,83	0,00	0,00

Окончание таблицы 6.3

$W_{\text{волн}}$	1	→	31,76	19,10	606,59
$E_{\text{н}}$	1,2	→	11,76	3,21	37,75
$W_{\text{н}}$	1	←	4,91	8,71	42,77
–	–	–	$N=6893,33$ кН	–	$\sum M =$ 8170,58 кН·м

Расчёт краевых напряжений в горизонтальном сечении по подошве плотины (при расчете на 1 п. м. длины):

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\text{п}}} + \frac{6 \cdot \sum M}{B_{\text{п}}^2} = -\frac{6893,33}{18,8} + \frac{6 \cdot 8170,58}{18,8^2} = -227,96 \text{ кН/м}^2 \quad (6.77)$$

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

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u \cdot m_u^2 - p_w \cdot g \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -227,96 \cdot 0^2 - 1000 \cdot 9,81 \cdot \\ &\cdot 22,53 \cdot (1 - 0^2) = -221,02 \text{ кН/м}^2 \end{aligned} \quad (6.78)$$

где $H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 345 - 322,47 = 22,53$ м – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$$m_u = \text{tg } \alpha_1,$$

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

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0; \quad (6.79)$$

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + p_w \cdot g \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -227,96 \cdot (1 + 0) + 1000 \cdot 9,81 \cdot \\ &\cdot 22,53 \cdot 0^2 = -227,96 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}; \end{aligned} \quad (6.80)$$

$$\sigma_3^u = -p_w \cdot g \cdot H_d^u = -1000 \cdot 9,81 \cdot 22,53 = -221,02 \text{ кН/м}^2. \quad (6.81)$$

2) Для низовой грани:

$$\begin{aligned} \sigma_y^t &= -\frac{N}{B_{\text{п}}} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_{\text{п}}^2} = -\frac{6893,33}{18,8} - \frac{6 \cdot 8170,58}{18,8^2} = -505,37 \text{ кН/м}^2; \\ \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - p_w \cdot g \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -505,37 \cdot 0,75^2 - 1000 \cdot 9,81 \cdot \end{aligned} \quad (6.82)$$

$$\cdot 2,99 \cdot (1 - 0,75^2) = -283,01 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}; \quad (6.83)$$

где $H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla \text{ПОД} = 325,46 - 322,47 = 2,99 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;

$$m_t = \text{tg } \alpha_2 = \text{tg } 37 = 0,75,$$

где $\alpha_2 = 37$ – угол между низовой гранью и вертикалью.

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(p_w \cdot g \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(1000 \cdot 9,81 \cdot 2,99 - 505,37) \cdot 0,75 = \\ &= 347,51 \end{aligned} \quad (6.84)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + p_w \cdot g \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -505,37 \cdot (1 + 0,75^2) + 1000 \cdot \\ &\cdot 9,81 \cdot 2,99 \cdot 0,75^2 = -759,05 \text{ кН/м}^2; \end{aligned} \quad (6.85)$$

$$\sigma_1^t = -p_w \cdot g \cdot H_d^t = -1000 \cdot 9,81 \cdot 2,99 = -29,33 \text{ кН/м}^2; \quad (6.86)$$

где $\sigma_y^u, \sigma_x^u, \sigma_y^t, \sigma_x^t$ – нормальные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам соответственно у верховой и низовой граней;

τ_{xy}^u, τ_{xy}^t – касательные напряжения по горизонтальным и вертикальным площадкам соответственно у верховой и низовой граней;

$\sigma_1^u, \sigma_3^u, \sigma_3^t, \sigma_1^t$ – главные напряжения соответственно у верховой и низовой граней;

N – нормальная сила, равная сумме проекций на нормаль к расчетному сечению всех сил, действующих на плотину выше расчетного сечения;

B_d – ширина подошвы;

m_u, m_t – заложение верховой и низовой грани на уровне расчетного сечения.

В приведенных данных изгибающий момент по часовой стрелке принимаем со знаком «+», против часовой – со знаком «-».

Таблица 6.4 - Краевые напряжения действующие на плотину

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-227,96	-505,37
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-221,02	-283,01
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0,0	347,51
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-227,96	-29,33
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-221,02	-759,05

6.5.8 Критерий прочности плотины

После вычисления напряжений для основного и особого сочетания нагрузок проверяем выполнение условий:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^{max}| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.87)$$

где $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$ – расчетное сопротивление бетона сжатию;

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

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок $\gamma_{lc} = 1,0$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы $\gamma_{cd} = 0,9$.

$$1,25 \cdot 0,9 \cdot |-759,05| \leq 1 \cdot 2800$$

$$853,93 \text{ кН/м}^2 \leq 2800 \text{ кН/м}^2$$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma'_y < 0, \quad (6.88)$$

$$-227,96 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot p_w \cdot g \cdot H_d^u; \quad (6.89)$$

где $H_d^u = 22,53 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа.

$$227,96 \geq 0,25 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 22,53;$$

$$227,96 \text{ кН/м}^2 \geq 221,02 \text{ кН/м}^2$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.5.9 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (6.90)$$

Расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу):

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B + q_z - W_{взв} - W_{\phi} + W_H) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (3522,77 + 1973,6 + 19,57 - 466,07 - 906,4 + 4,91) \cdot 0,52 + 60 \cdot \\ &\cdot 18,8 = 3285,16 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.91)$$

где $\varphi = 27,47^\circ$ – угол внутреннего трения для грунта основания (для полускального основания);

$c = 60 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для полускального основания;

$\omega = B_{п} \cdot 1 = 18,8 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

Сдвигающая сила:

$$\begin{aligned} F &= T_B - T_H + W_{волн} + E_H = 2489,8 - 43,85 + 31,76 + 9,8 = \\ &= 2497,49 \text{ кН/м} \end{aligned} \quad (6.92)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{3229,19 \cdot 1}{2487,49 \cdot 1,0} = 1,26 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости против сдвига по основанию.

6.6 Пропуск расходов через донный аварийный водосброс

По формуле (6.94) определяют площадь водосбросных отверстий $\omega_{во}$, затем назначают их число размеры водосбросного отверстия.

$$Q = \mu \omega_{во} \sqrt{2gH_{во}} \quad (6.93)$$

$$\omega_{во} = \frac{Q}{\mu \sqrt{2gH_{во}}} = \frac{435,96}{0,8 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 16,5}} = 30,29 \text{ м}^2, \quad (6.94)$$

где Q – расход через аварийный водосброс, м³/с;
 ω_{BO} – площадь выходных отверстий, м²;
 μ – коэффициент расхода, равный $0,8 \div 0,82$.
 H_{BO} – напор над центром выходного отверстия:

$$H_{\text{BO}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ВО} = 345 - 328,5 = 16,5 \text{ м}, \quad (6.95)$$

где $\nabla \text{ВО}$ – отметка центра выходного водосбросного отверстия, равная:

$$\nabla \text{ВО} = \nabla \text{ПО} + \frac{h_{\text{BO}}}{2} = 327 + \frac{3}{2} = 328,5 \text{ м}, \quad (6.96)$$

где $h_{\text{BO}} = 3 \text{ м}$ – высота отверстия, принятая предварительно, м;
 $\nabla \text{ПО}$ – отметка порога отверстия, равная:

$$\nabla \text{ПО} = \nabla \text{ДНА} + h_{\text{п}} = 325 + 2 = 327 \text{ м}, \quad (6.97)$$

где $h_{\text{п}} = 2 \text{ м}$ – высота порога, м.
 Ширина выходного отверстия:

$$b'_{\text{BO}} = \frac{\omega_{\text{BO}}}{h_{\text{BO}}} = \frac{30,29}{3} = 10,1 \text{ м} \quad (6.98)$$

Количество донных водосбросов $n=2$. Ширина одного донного отверстия водосброса:

$$b_{\text{BO}} = \frac{b'_{\text{BO}}}{2} = \frac{10,1}{2} = 5,1 \text{ м} \quad (6.99)$$

Окончательно принимаем $b_{\text{BO}} = 5,1 \text{ м}$.

7 Охрана труда, пожарная безопасность, техника безопасности, мероприятия по охране окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Гусельническую ГЭС оснащаем контрольно–измерительной аппаратурой для отслеживания горизонтальных и вертикальных перемещений, напряженно–деформированного состояния, фильтрационного режима, сейсмоконтроля.

Свойство гидротехнического сооружения, определяющее его защищенность от внутренних и внешних угроз или опасностей и препятствующее возникновению на объекте источника техногенной опасности для жизни, здоровья и законных интересов людей, состояния окружающей среды, хозяйственных объектов и собственности.

В соответствии с законодательством Российской Федерации требования по обеспечению безопасности объектов в различных ситуациях их эксплуатации должны:

- предусматриваться при проектировании объектов, включая их технологическое оборудование;
- соблюдаться в полном объеме при эксплуатации объекта и оборудования.

Организация и проведение уполномоченными государственными органами исполнительной власти периодических инспекций (проверок) гидротехнических сооружений с целью установления соответствия их состояния и уровня эксплуатации требованиям безопасности, включая правила техники безопасности, требованиям норм и правил технической эксплуатации, экологическим нормативам, а также с целью проверки деятельности собственников (эксплуатационных организаций) гидротехнических сооружений по обеспечению и поддержанию их безопасности, в том числе исполнения предписаний предыдущих инспекций в установленном Законом Российской Федерации «О безопасности гидротехнических сооружений» порядке.

7.2 Противопожарная безопасность

Противопожарная защита пожарных зон, вошедших в Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите от пожара, должна проектироваться как единая система, включающая в себя комплекс технических решений по обеспечению безопасности персонала, предотвращению возникновения и ограничению распространения пожара, его обнаружению и ликвидации, в соответствии с требованиями технического регламента от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ и Постановления Правительства РФ от 25.04.2012 № 390.

Основными принципами предупреждения пожаров и их распространения на объектах гидроэнергетики являются:

- установка пожароопасного оборудования в отдельных помещениях или на открытых площадках;
- применение устройств защиты производственного оборудования, исключающих выход горючих веществ в объем помещения, или устройств, исключающих образование в помещении горючей среды;
- применение электрооборудования соответствующего классу пожарной категории;
- применение в конструкции быстродействующих средств защитного отключения электроустановок и других устройств, приводящих к появлению источников зажигания;
- применение устройств, исключающих возможность распространения пламени из одного объема в смежный;
- каждое помещение, в котором может находиться эксплуатационный персонал станции, должно иметь объемно-планировочное решение и конструктивное исполнение эвакуационных путей, обеспечивающие безопасную эвакуацию людей при пожаре. При невозможности безопасной эвакуации людей должна быть обеспечена их защита посредством применения систем коллективной защиты;
- системы обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре должны обеспечить автоматическое обнаружение пожара за время, необходимое для включения систем оповещения о пожаре, в целях организации безопасной эвакуации людей;
- здания ГЭС и ГАЭС должны быть оснащены автоматическими установками пожаротушения.

7.3 Охрана труда

В основу системы обучения безопасности труда, а также обучения по охране труда, положена система дифференцирования видов обучения для различных групп (отдельных категорий) обучаемых по содержанию, длительности и формам организации обучения с учетом потребностей максимального обеспечения безопасности трудовой деятельности работающих и производственной деятельности работодателей.

Основными целями Общества в области охраны труда являются:

1. Сохранение жизни и здоровья работников Общества в процессе трудовой деятельности;
2. Исключение случаев производственного травматизма и профессиональных заболеваний;
3. Формирование у работников Общества безопасного поведения на производстве и навыков предупреждения опасных ситуаций;
4. Постоянное улучшение условий труда.

Основная цель улучшения условий труда - 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».

Каждый работник станции должен быть 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.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

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

Рабочие инструкции по охране труда должны быть разработаны для всех подразделений.

Руководители (работодатели и другие должностные лица) и работники несут в соответствии с Законодательством РФ дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

7.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Гусельнического ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовительные работы к строительству и обустройство площадки;
- расчистка и планировка территории;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка для проживания эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

7.5 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

7.6 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительного-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

7.6.1 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho \quad (7.1)$$

где N - объем бетонных работ, м³ (34268,4 м³);
 q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);
 ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5$ т/м³).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{34268,4 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 1542,1 \text{ т}$$

7.6.2 Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho \quad (7.2)$$

где N - количество арматуры, т (6853,7 т);
 q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);
 ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{6853,7 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 137,1 \text{ т}$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 1542,1 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 137,1 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.7 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Гусельнического ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;

3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 28км от ГЭС находится населенный пункт – г.Серебрянск, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Иртыш от сбросов Гусельнической ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения города Серебрянск, в пределах промплощадок объектов Гусельнической ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора;

8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

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

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2022	2023	2024	2025	2026
Установленная мощность	МВт	316	316	316	316	316
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии	МВт·ч	1264000	1264000	1264000	1264000	1264000
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	12640	12640	12640	12640	12640
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	1251360	1251360	1251360	1251360	1251360
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1183	1219	1253	1286	1318
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	480,4	525,4	567,9	609,3	649,3
НДС к выручке	млн.руб	80,1	87,6	94,65	101,6	274,9

Вывод: по данным таблицы 8.1 видно, что происходит увеличение как тарифа на электроэнергию, выручки от реализации электроэнергии, так и НДС к выручке.

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

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

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

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

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

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств и незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	3883,8
Прочие	274	4169,9
Итого по ГЭС	529,2	8053,8

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

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта	Величина, %
От 1 до 5	0,06
от 6 до 15	0,09
от 16 до 25	0,14
Свыше 25	0,2

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38тыс.руб/Мвт	42,77
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097тыс.руб/Мвт*ч	3,00
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318тыс.руб/Мвт*ч	0,87
Итого		46,64

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 руб.

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

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Амортизационные отчисления, млн.руб.	144,5	178,7	281,5	305,3	405,7
Расходы на страхование, млн.руб.	12,7	15,1	21,8	21,6	27,8
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	167,2	167,2	167,2	167,2	167,2
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	15,8	18,9	27,3	27,0	34,7
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	46,6	46,6	46,6	46,6	46,6
Налог на воду, млн.руб.	12,0	13,1	13,1	13,1	13,1
Итого, млн.руб.	398,9	439,7	557,6	580,8	695,2

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 8.1).



Рисунок 8.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Вывод: в первые годы эксплуатации гидроузла текущие затраты превышают более 600 млн. рублей, о чем нам говорит таблица 8.5. Наибольшую величину текущих затрат составляют амортизационные отчисления, что позволит в дальнейшем произвести замену оборудования.

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

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

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6– Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, млн.руб.	437,2	498,1	490,4	501,3	494,0
НДС, млн.руб.	211,1	455,2	441,4	477,0	472,4
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	35,8	35,8	35,8	35,8	35,8
Налог на имущество, млн.руб.	27,7	31,2	48,5	47,7	61,9
Итого, млн.руб.	711,7	1010,3	1016,0	1061,8	1064,1

Вывод: в начале реализации проекта «Гусельническая ГЭС» можно увидеть, что самым большим налоговым расходом является налог на прибыль. Но при этом НДС к 2026 году становится практически равным налогу на прибыль, что говорит о стремительном увеличении расходов на НДС в процессе реализации проекта.

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн.руб.	2772,7	2858,2	2938,5	3016,4	3093,6
Текущие расходы, млн.руб.	398,9	439,7	557,6	580,8	695,2
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	2759,6	2845,1	2925,4	3003,3	3080,5
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	2444,8	2490,5	2452,6	2507,3	2469,9
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	477,8	498,1	490,5	501,5	494,0
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	1967,0	1992,4	1962,1	2005,9	1975,9
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

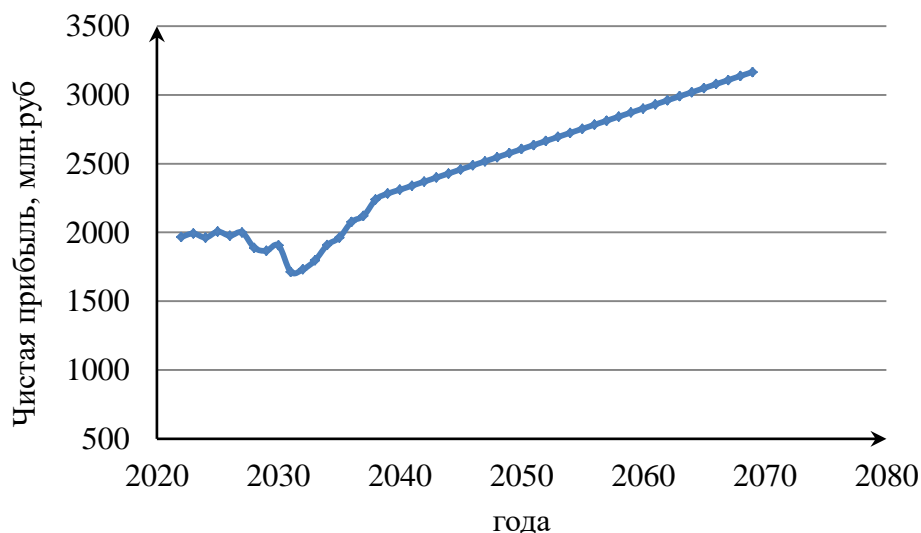


Рисунок 8.2 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, млн. руб.

Вывод: по данным таблицы 8.7 и рисунку 8.2 видно, что NOPAT (чистая прибыль) начнет расти примерно с 2038 года с постоянным увеличением и составит к 2070 больше 3000 млн. рублей.

8.5 Анализ денежных потоков проекта

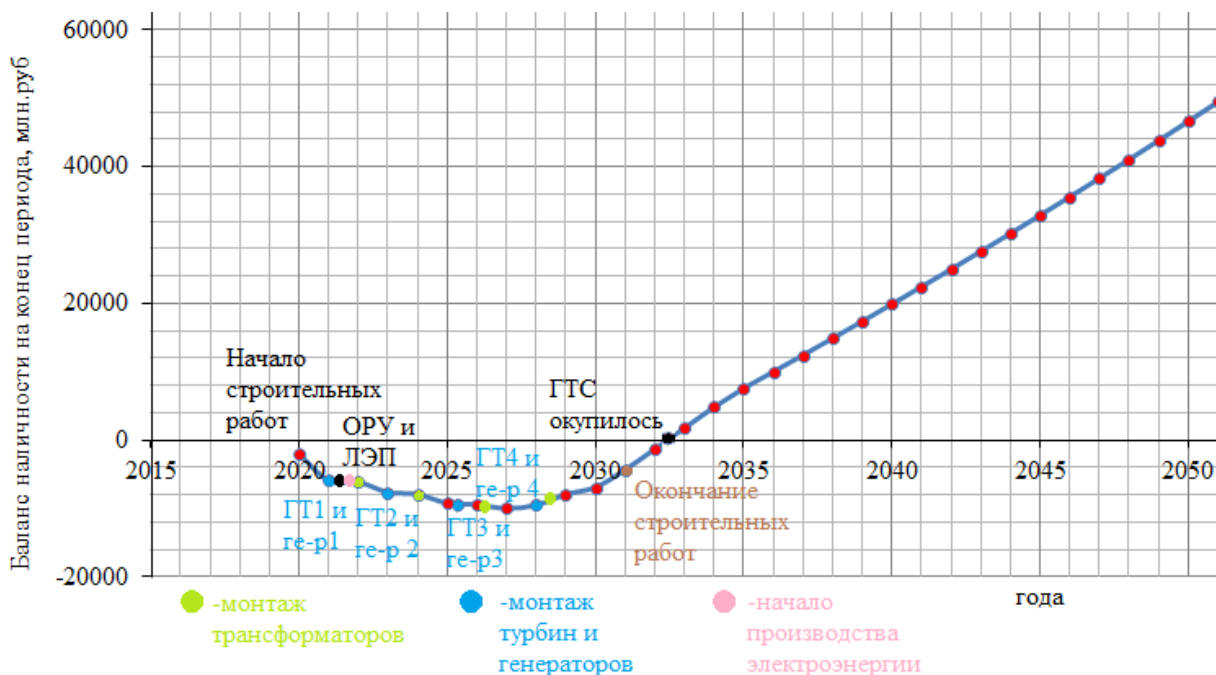


Рисунок 8.2 – анализ денежных потоков, млн. руб.

Вывод: на рисунке показано распределение денежных средств на протяжении возведения ГЭС. Как мы видим, проект окупится в 2032 году, т.е. через 12 лет после начала строительства ГЭС.

8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.)

8.5.1 Методология, исходные данные

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

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

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

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

в) Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Гусельнической ГЭС составляет 50лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2020 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.5.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8-Показатели эффективности реализации проекта «Гусельническая ГЭС на реке Иртыш»

Наименование	Значения
Ставка дисконтирования, %	11,60
Период окупаемости – РВ, мес.	160
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес.	368
Средняя норма рентабельности – ARR, %	21,69
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	843,46
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,10
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	12,33
Модифицированная внутренняя норма рентабельности – MIRR, %	11,80
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	4,82
Удельные капиталовложения, руб/Квт	96973,73

Вывод: по данным таблицы 8.8 видно, что проект «Гусельническая ГЭС» входит в пределы индекса прибыльности (1-2), а также период окупаемости составляет 13,3 лет.

8.5.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
В федеральный бюджет, млн.Рублей	660,2	956,4	944,9	991,4	979,5
В региональный бюджет, млн.Рублей	27,7	31,2	48,5	47,7	61,9
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	687,9	987,6	993,3	1039,1	1041,4

Вывод: налоги в федеральный бюджет являются значительно больше, чем налоги в региональный бюджет. Об этом говорит таблица 8.9.

8.6 Анализ чувствительности

Пример того, как определенный вид риска может повлиять на общую эффективность. Это один из методов оценки эффективности того или иного проекта, который применяется не только в отечественной, но и в зарубежной инвестиционной практике. Зависимости индекса прибыльности от ставки налогов, от ставки дисконтирования и от цены сбыта представлены на рисунках 8.3, 8.4 и 8.5.

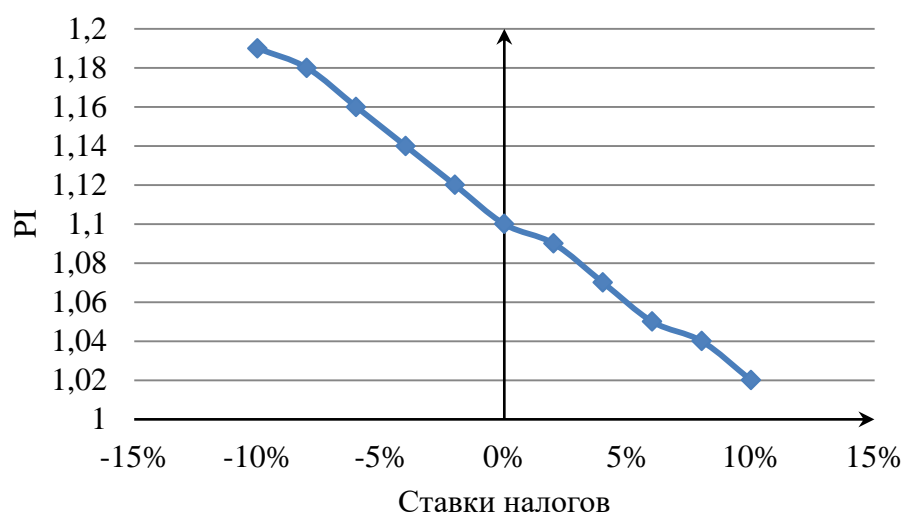


Рисунок 8.3 - Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

Вывод: Увеличение ставки налогов – уменьшение величины PI.

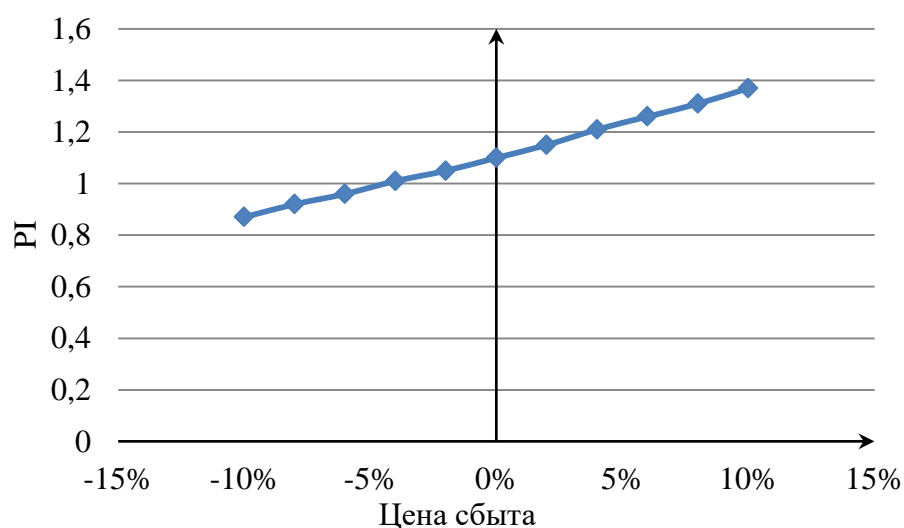


Рисунок 8.4 - Сумма PI в зависимости от цены сбыта

Вывод: Увеличение цены сбыта - увеличение величины PI.

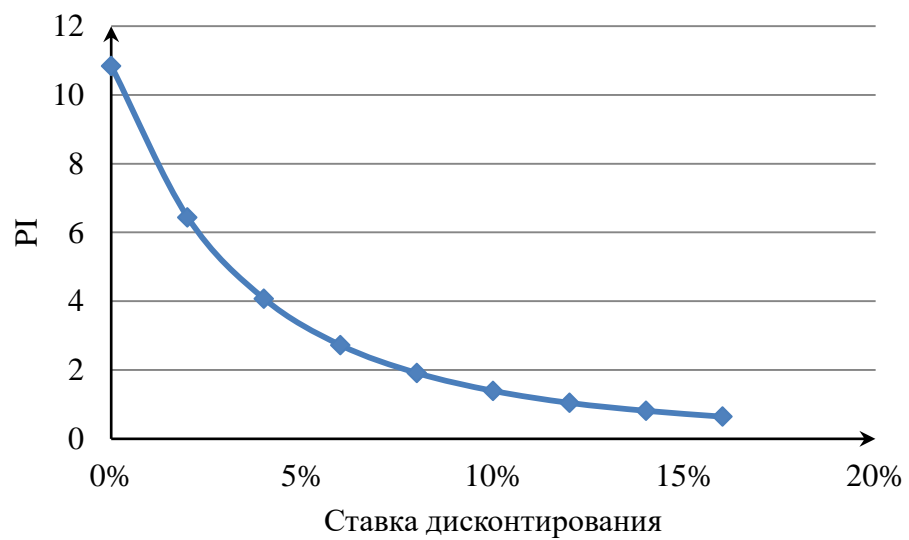


Рисунок 8.5 – Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины PI.

9 Стандарт МЭК 61850. Область применения в части РЗА

9.1 Требования к системе связи

Для связи потребителя с распределительной подстанцией (или для диспетчеризации оперативного персонала подстанций, который выполнял переключения на подстанциях), использовались телефоны. Устройства дистанционного управления, основанные на коммутации телефонных сигналов, появились еще в 30-х годах и обеспечивали контроль состояния и управление несколькими точками. Когда в 60-х годах на практике стала применяться цифровая связь, для автоматического сбора измерений с подстанций была разработана Система Сбора Данных (DAS-data acquisition system). В связи с ограниченной пропускной способностью канала связи были оптимизированы протоколы связи системы сбора данных.

Наступила цифровая эра. Теперь в одном микропроцессорном электронном устройстве доступны тысячи значений аналоговых и дискретных сигналов, а полоса пропускания канала связи не ограничена. Подстанции с каналами передачи данных со скоростью 64000 бит в секунду стали обычным явлением. Результатом технологического прогресса стали элементы конфигурирования и документирования в системе сбора данных. Следовательно, основным требованием к системе сбора данных является способность микропроцессорных электронных устройств к обмену технологическими и сервисными данными.

Другие требования к системе:

- Высокоскоростной обмен данными микропроцессорных электронных устройств между собой (одноранговая связь);
- Привязка к подстанционной ЛВС;
- Высокая надежность;
- Гарантированное время доставки;
- Соответствие стандартам;
- Функциональная совместимость оборудования различных производителей;
- Средства поддержки осциллограмм тока и напряжения;
- Средства поддержки передачи файлов;
- Конфигурирование / автоматическое конфигурирование;
- Поддержка функций безопасности.

9.2 Общий обзор и область применения стандарта МЭК 61850

Стандарт МЭК 61850 применяется для системы связи подстанции. В настоящее время этот стандарт используется не только между верхним уровнем станции (который включает в себя SCADA, шлюзы для передачи данных в ЦУС и РДУ сервер времени и др.) и уровнем присоединения (терминалы РЗА (ИЭУ), измерительный трансформаторы тока и напряжения и др.), но также и для

открытого общения с основным оборудованием. На рисунке 9.1 представлены протоколы стандарта МЭК 61850.

Стандарт МЭК 61850 содержит в себе три основных протокола передачи данных:

1. MMS (Manufacturing Message Specification – стандарт МЭК 61850-8-1) – протокол передачи данных реального времени и команд диспетчерского управления между сетевыми устройствами и/или программными приложениями;

2. GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event – стандарт МЭК 61850-8-1) – протокол передачи данных о событиях на подстанции. Фактически данный протокол служит для замены медных кабельных связей, предназначенных для передачи дискретных сигналов между устройствами;

3. SV (Sampled Values – стандарт МЭК 61850-9-2) – протокол передачи оцифрованных мгновенных значений от измерительных трансформаторов тока и напряжения (ТТ и ТН). Данный протокол позволяет заменить цепи переменного тока, соединяющие устройства РЗА с ТТ и ТН.

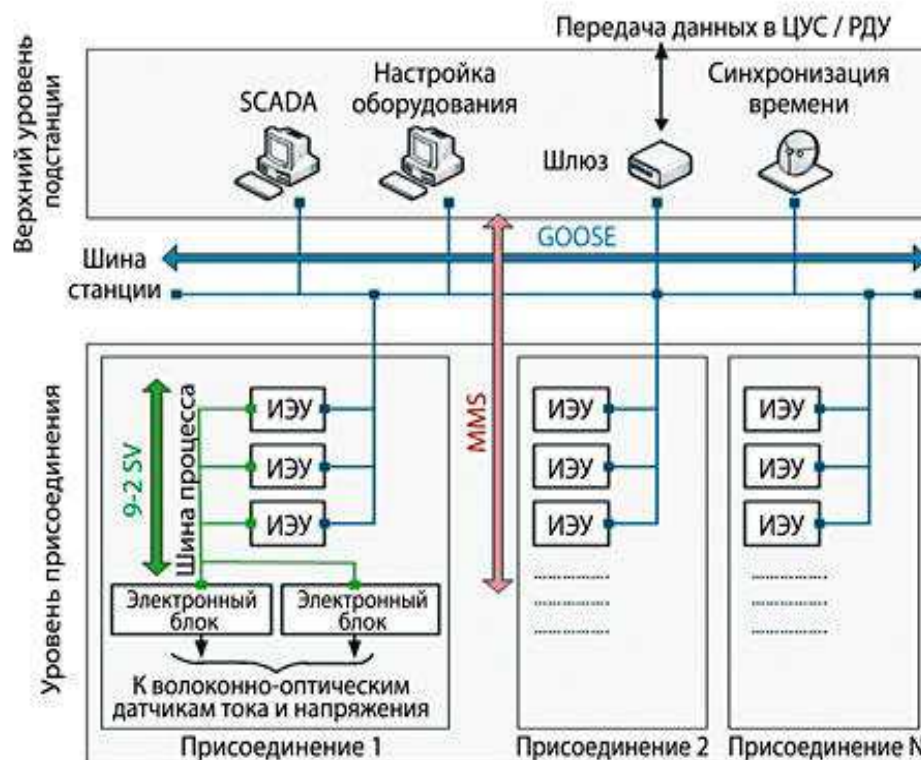


Рисунок 9.1 – протоколы стандарта МЭК 61850

Он определяет различные аспекты сети связи подстанции в 10 основных разделах, как показано в таблице 9.1 ниже.

Таблица 9.1– Аспекты сети связи подстанции

№ раздела	Название
1	Введение и общий обзор
2	Глоссарий терминов

Окончание таблицы 9.1

3	Основные требования
4	Управление системой и проектированием
5	Требования связи к функциям и моделям устройств
6	Язык описания конфигурации связи между микропроцессорными электронными устройствами подстанций
7	Основная структура связи для оборудования подстанции и питающей линии
7.1	Методы и модели
7.2	Абстрактный интерфейс сервиса связи (ACSI)
7.3	Классы общих данных (CDC)
7.4	Совместимость классов логических узлов и классов данных
8	Описание специфического сервиса связи (SCSM)
8.1	Описание передачи данных по протоколу MMS и протоколу ИСО/МЭК 8802-3
9	Описание специфического сервиса связи (SCSM)
9.1	Выборочные значения по последовательному ненаправленному многоточечному каналу передачи данных типа точка-точка
9.2	Выборочные значения по ИСО/МЭК 8802-3
10	Проверка на совместимость

Основная концепция архитектуры, принятая в стандарте МЭК 61850, состоит в создании элементов/объектов данных и сервисных функций не зависит протокола нижнего уровня. Абстрактные определения позволяют распределить объекты данных и сервисные функции по любому другому протоколу, если он соответствует требованиям данных и обслуживания. Поскольку объекты данных состоят из общих стандартных частей, была разработана концепция классов общих данных (или CDC), которые определяют стандартные составные элементы, с помощью которых можно создать более сложные составные объекты данных.

После того как были даны абстрактные определения данных и обслуживания, наступает последний этап – «преобразование» абстрактных сервисных функций в действующий протокол. Раздел 8.1 определяет преобразование абстрактных объектов данных и сервисных функций в стандарт MMS2 для передачи сообщений внутри предприятия – Спецификация производственной службы сообщений (MMS - Manufacturing Messaging Specification). Разделы 9.1 и 9.2 определяют выборочные измеренные значения (однонаправленные двухпунктовые и двунаправленные многоточечные соответственно) в кадре данных Ethernet.

Для упрощения функционирования всех соединенных вместе частей и исключения компонента человеческой ошибки в части 6 приводится описание языка конфигурирования подстанции (SCL), основанного на языке XML. Он

представляет собой формальное описание отношений между АСУ подстанции и самой подстанцией (распредустройством). На прикладном уровне можно описать саму топологическую структуру распредустройства и ее отношение к функциям АСУ ПС (логическим узлам), сконфигурированным на микропроцессорных электронных устройствах. Каждое устройство должно предоставить SCL файл, в котором описывается самоконфигурирование подстанции.

Часть 10 документа устанавливает методологию проверок для определения «совместимости» многочисленных определений протоколов и ограничений, описанных в данном документе.

9.3 Метод моделирования

Обычные протоколы традиционно определяют, как передаются биты данных по проводам. Однако, в таких протоколах не конкретизируется как следует систематизировать данные устройств для их применения. При таком подходе от инженеров-энергетиков требуется вручную сконфигурировать объекты и отобразить их в виде переменных энергосистемы и номеров регистра нижнего уровня, индексов, модулей входов/выходов, и т.д. Стандарт МЭК 61850 уникален. Он не только конкретизирует элементы протокола (описывает, как передаются информационные биты по проводам), но и предоставляет полное описание преобразования данных устройствами энергосистемы в такую форму, которая совместима с устройствами всех типов различных производителей. Стандарт избавляет от необходимости утомительной работы по конфигурированию, не имеющему отношение к энергосистеме, поскольку устройства могут быть самоконфигурируемыми. Например, если вы устанавливаете модуль входа ТТ/ТН в терминал по стандарту МЭК 61850, то терминал сам может обнаружить этот модуль и автоматически, без взаимодействия пользователя с системой, выделить его как измерительное устройство. В результате конфигурирование устройства по протоколу МЭК 61850 приводит к значительной экономии усилий и денежных затрат.

Создание модели устройства по стандарту МЭК 61850 начинается с физического устройства. Физическое устройство – это устройство, подключенное к сети. Физическое устройство обычно имеет сетевой адрес. В каждом физическом устройстве может быть одно или несколько логических устройств. Модель логического устройства по стандарту МЭК 61850 позволяет одному физическому устройству функционировать в качестве модуля-посредника или машины-шлюза для многих устройств, т.е. по-существу являться стандартным концентратором данных.

Каждое логическое устройство имеет один или более логических узлов. Логический узел - это образование групп данных и соответствующих сервисов с присвоением имен, т.е. группа, которую логически можно сформировать для выполнения какой-либо функции энергосистемы. Существуют логические узлы для выполнения следующих функций:

- автоматическое управление - имена начинаются с буквы «А»;
- измерения - имена начинаются с буквы «М»;
- телеуправление – С;
- общие функции – G;
- установление связи с помощью интерфейса/архивирование – I;
- логические узлы системы – L;
- защита – P;
- связанные с защитой – R;
- датчики – S;
- измерительные трансформаторы – T;
- коммутационная аппаратура (блок-контакты) – X;
- другое оборудование – Z.

Модель устройства по стандарту МЭК 61850 – это виртуальная модель, которая начинается с абстрактного обзора устройства и его объектов. Затем эта модель преобразуется в конкретный пакет протоколов в разделе МЭК 61850-8-1, основанный на MMS (ИСО 9506), TCP/IP и Ethernet. В процессе преобразования объектов МЭК 61850 в MMS, протокол МЭК 61850-8-1 определяет метод преобразования данных модели в объект-переменную MMS с присвоенным именем, что приводит к единственному, однозначно идентифицируемому указателю каждого элемента данных в модели.

9.4 Преобразование в реальные протоколы

Преобразование моделей сервисов и объектов МЭК 61850 в MMS основано на таком преобразовании сервисов, при котором конкретные сервисы MMS выбираются как средства применения различных сервисов ACSI. Например, модель управления ACSI преобразуется в сервисы чтения и записи. А различные модели объектов МЭК 61850 преобразуются в конкретные объекты MMS. Например, объект логического устройства МЭК 61850 преобразуется в домен MMS. На рисунке 9.2 ниже сведены объекты преобразования МЭК 61850.

-МЭК 61850	Объекты MMS
Класс СЕРВЕР	Виртуальное устройство (VMD)
Класс ЛОГИЧЕСКОЕ УСТРОЙСТВО	Домен
Класс ЛОГИЧЕСКИЙ УЗЕЛ	Переменная с именем
Класс ДАННЫЕ	Переменная с именем
Класс ДАННЫЕ-УСТАНОВКА	Список переменных с именем
Класс УСТАВКА-ГРУППА-УПРАВЛЕНИЕ-БЛОКИРОВКА	Переменная с именем
Класс ОТЧЕТ-УПРАВЛЕНИЕ-БЛОКИРОВКА	Переменная с именем
Класс РЕГИСТРАЦИЯ	Журнал
Класс РЕГИСТРАЦИЯ-УПРАВЛЕНИЕ-БЛОКИРОВКА	Переменная с именем
Класс GOOSE-УПРАВЛЕНИЕ-БЛОКИРОВКА	Переменная с именем
Класс GSSE-УПРАВЛЕНИЕ-БЛОКИРОВКА	Переменная с именем
Класс УПРАВЛЕНИЕ	Переменная с именем
Файлы	Файлы

Рисунок 9.2 – преобразование МЭК в объекты MMS

На рисунке 9.3 представлено преобразование ACSI в MMS.

Сервисы МЭК 61850	Сервисы MMS
Логическая директория устройства	Получить список имен
Получить все значения данных	Чтение
Получить значения данных	Чтение
Установить значения данных	Запись
Получить директорию данных	Получить список имен
Получить описание данных	Получить свойства доступа к переменным
Получить значения установки данных	Чтение
Установить значения установки данных	Запись
Создать установку данных	Создать список переменных с именем
Удалить установку данных	Удалить список переменных с именем
Получить директорию установки данных	Получить список имен
Отчет (буферизованный и небуферизованный)	Информационный отчет
Получить BRCB значения/Получить URCB значения	Чтение
Установить BRCB значения/Установить URCB значения	Запись
Получить LCB значения	Чтение
Установить LCB значения	Запись
Запрос регистрации ко времени	Чтение журнала
Запрос регистрации после	Чтение журнала
Получить значения состояния регистрации	Получить состояние журнала
Выбрать: Чтение/Запись	Выбрать значение: Чтение/Запись
Отменить	Запись
Запустить	Запись
Команда –Завершение	Запись
Время активизировано- Запустить	Запись
Получить файл	Открыть файл/Прочитать файл/Закрыть файл
Установить файл	Получить файл
Удалить файл	Удаление файла
Получить значения свойства файла	Директория файла

Рисунок 9.3 – Преобразование сервисов МЭК 61850 в сервисы MMS

9.5 Сравнение стандартов МЭК 61850 и МЭК 60870-5-104

9.5.1 МЭК 60870-5-104

Протокол МЭК 60870-5-104 предназначен для передачи данных между аппаратурой РЗА и устройствами системы управления.

В терминалах микропроцессорных серии ЭКРА 200 протокол используется для получения значений дискретных и аналоговых данных, управления коммутационным оборудованием, а также для скачивания осциллограмм с терминала.

Терминал, работающий по протоколу МЭК 60870-5-104, поддерживает следующие прикладные функции:

- инициализация;
- синхронизация времени;
- общий опрос;
- передача данных о нарушениях;
- передача аналоговых измерений;
- сбор данных о событиях.

Большое количество протоколов приводит к усложнению процесса интеграции устройств в единую систему:

- Протоколы должны поддерживаться контроллером и ЦППС, что требует реализации поддержки большого количества протоколов в УСО и ЦППС одновременно и ведет к удорожанию оборудования;
- Для интеграции устройств по протоколам требуется квалификация наладочного персонала в работе с каждым из них;
- Переназначение сигналов из протоколов в общепромышленные и назад часто приводит к потере информации, включая дополнительную информацию (такую как метки времени, метки качества и т.п.).

При передаче данных по-прежнему применяется большое количество последовательных интерфейсов, что накладывает ограничения на скорость передачи данных, объем передаваемых данных и количество устройств, одновременно включенных в информационную сеть.

Передача ответственных команд управления (команды отключения выключателей от РЗА, оперативные блокировки и т.п.) и оцифрованных мгновенных значений токов и напряжений невозможна в цифровом формате в силу непригодности существующих протоколов связи для передачи подобного рода информации.

9.5.2 Преимущества МЭК 61850 над МЭК 60870-5-104

Основным требованием к системе сбора данных в стандарте является обеспечение способности микропроцессорных электронных устройств к обмену технологическими и другими данными. Стандарт предъявляет следующие требования к системе:

- Высокоскоростной обмен данными микропроцессорных электронных устройств между собой (одноранговая связь).
- Привязка к подстанционной ЛВС.
- Высокая надежность.
- Гарантированное время доставки.
- Функциональная совместимость оборудования различных производителей.
- Средства поддержки чтения осциллограмм.
- Средства поддержки передачи файлов.
- Конфигурирование / автоматическое конфигурирование.
- Поддержка функций безопасности.

МЭК 61850 является объектноориентированным протоколом, фокусированным на автоматизацию подстанций, и значительно расширяет возможности предшествующих стандартов МЭК. Из-за сложности программной реализации МЭК 61850, что включает реализацию целого ряда стандартов по передаче данных (MMS ISO 9506, стека протоколов ISO, GOOSE и GSSE), на рынке практически отсутствуют надежные готовые решения, позволяющие принимать данные с устройств, поддерживающих 61850.

На рис. 9.4 показано, как выглядит подстанция, использующая сообщения GOOSE и SV для защиты линии. Несущие опасный для персонала потенциал и недиагностируемые медные кабели заменяются на оптоволокно, подключения к ИЭУ — на доступ к шинам станции и процесса.

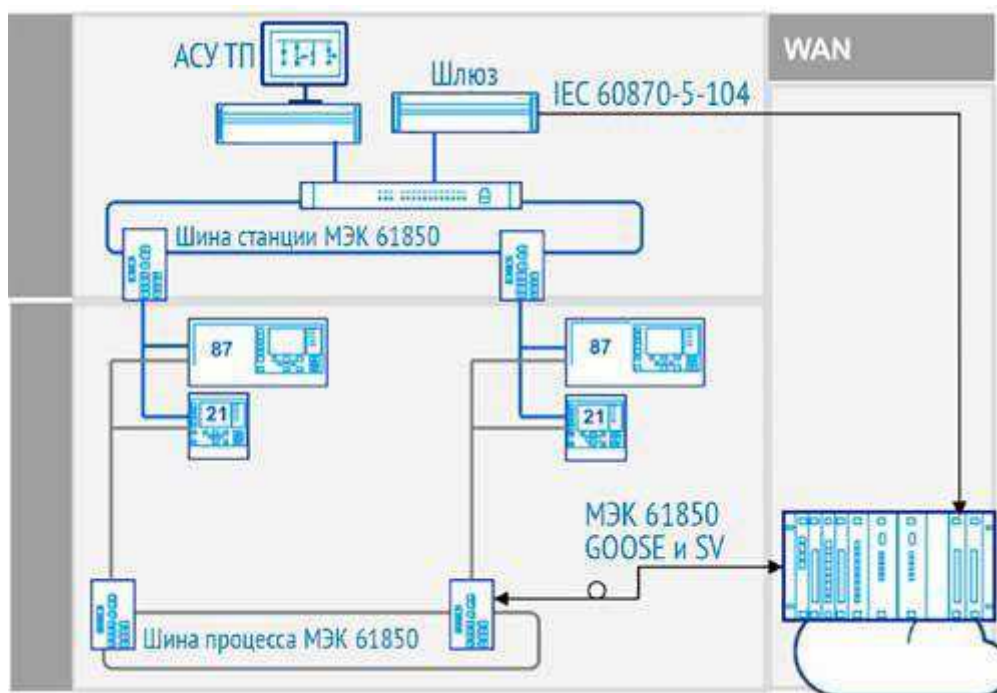


Рисунок 9.4 – схема подстанции с использованием протоколов GOOSE и SV

Такое решение имеет множество преимуществ, таких как:

- существенное снижение затрат на монтаж кабелей;
- невосприимчивость к электромагнитным помехам;
- существенное уменьшение используемых устройств или повышение надежности за счет резервирования при том же количестве оборудования;
- снижение требований к пространству на подстанциях;
- расширение функций диагностики;
- повышение доступности за счет применения схем резервирования на базе стандарта МЭК 61850 и устранения единичной точки отказа;
- взаимозаменяемость/интеграция устройств от разных производителей благодаря использованию только стандартных сервисов связи МЭК 61850.

9.6 Область применения в части РЗА

В данном разделе приведен обзор требований к критически важным функциям РЗА, а также перечислены обязательные условия для использования GOOSE и SV в схемах защиты. Аналогичная информация принимается за

основу при оценке подходящих технологий для защиты линии с использованием GOOSE и SV.

Требуемое быстродействие для устранения короткого замыкания в схемах защит линии определено в МЭК 60834.1. Как правило, время устранения КЗ (T_c) для ЛЭП высокого напряжения составляет 3-6 периодов промышленной частоты. В системах защиты с передачей телесигналов критическим параметром быстродействия является максимальное время передачи (T_{ac}). Для цифровых систем связи значение T_{ac} должно быть менее 10 мс (в некоторых рекомендациях речь идет даже о 5 мс). Эта величина рекомендована для любых схем защит высоковольтных линий, независимо от типа интерфейса связи.

Указанное время передачи должно гарантироваться также для функций РЗА на базе GOOSE или SV. Помимо минимального времени передачи, для дифференциальной защиты важна точная синхронизация измерений, поскольку в ином случае может произойти ошибочное или неселективное срабатывание. Использование SV для дифференциальной защиты создает новые проблемы в этой области, поскольку теперь обе подстанции должны иметь один источник времени, и должна быть обеспечена синхронизация двух временных зон (т.е. двух подстанций). Расхождение в синхронизации по времени будет иметь те же последствия, что и асимметрия каналов связи в традиционном режиме работы с «эхо»-сигналом, при котором максимальная разница задержек в разных направлениях не должна превышать 200–400 мкс. Это означает, что удаленные концы линии электропередачи должны быть синхронизированы с минимальным временным отклонением в одной и той же области. Это достигается путем синхронизации со спутником (например, спутники GPS) или концепцией синхронизации по сети. В любом случае информация о времени имеет критически важное значение, и требует диагностики и проверки.

Кроме того, если для функций релейной защиты используются пакетные технологии, такие как GOOSE или SV, необходимо принять особые меры по защите критически важных данных от несанкционированного изменения и доступа к шинам станции и процесса IEC 61850 со стороны глобальной вычислительной сети.

На современных традиционных или цифровых подстанциях структура внутренних сетей связи подразумевает наличие шины станции и шины процесса IEC 61850, которые полностью изолированы от сети связи между подстанциями, используются отдельные порты ИЭУ (как правило, несовместимые с IEC 61850) и передаются только обработанные данные из терминала, а не исходные данные с полевого уровня.

На рис. 9.5 представлены функциональные модули традиционной дистанционной защиты линии. Как правило, устройства передачи телесигналов (УПАСК, англ. TPE), а также соединения между терминалами, УПАСК и оборудованием связи являются нерезервированными и, значит, ограничивают доступность всего решения. Кроме того, многие подсистемы в рамках такого решения не диагностируются, и обработка сигналов в них ограничивает быстродействие всей схемы защиты.

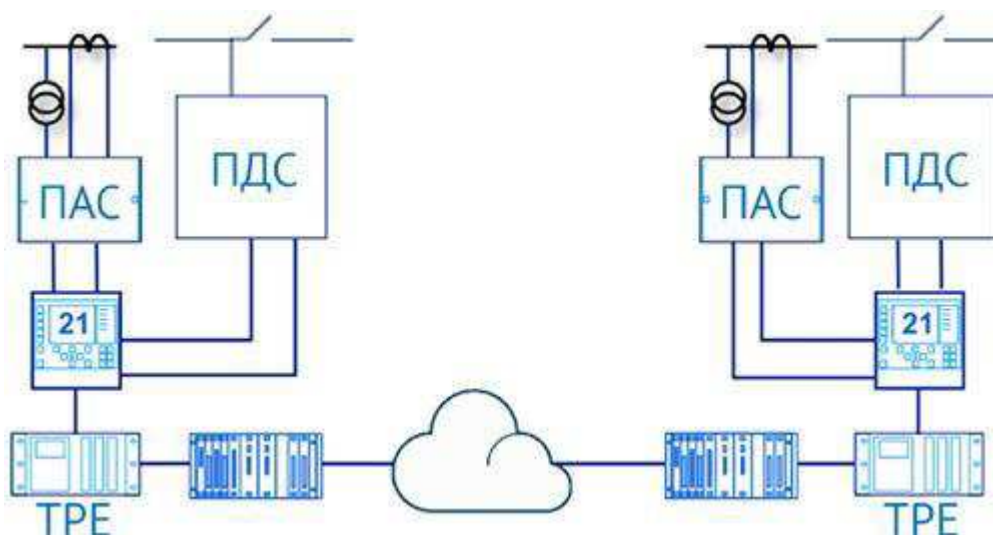


Рисунок 9.5 – модули дистанционной защиты линии

Применение новых принципов для дифференциальной защиты линии, аналогично дистанционной защите, в корне меняет суть дифференциальной защиты. В настоящее время дифференциальная защита линии основана на двух (или более — в случае разветвленных линий) терминалах РЗА, установленных по концам линии электропередачи, которые обмениваются результатами измерения тока и позволяют устройствам-приемникам вычислять дифференциальный ток. Даже несмотря на то, что интерфейсы для связи стандартизованы, само решение является полностью проприетарным. Это означает, что для выполнения функций дифференциальной защиты линии необходимо наличие двух терминалов от одного производителя на каждом конце линии. Для конфигураций с резервированием требуется наличие на каждом конце линии двух терминалов от разных производителей. На рис. 9.6 представлена типичная конфигурация с терминалами защиты M1 и M2 на каждом конце линии.

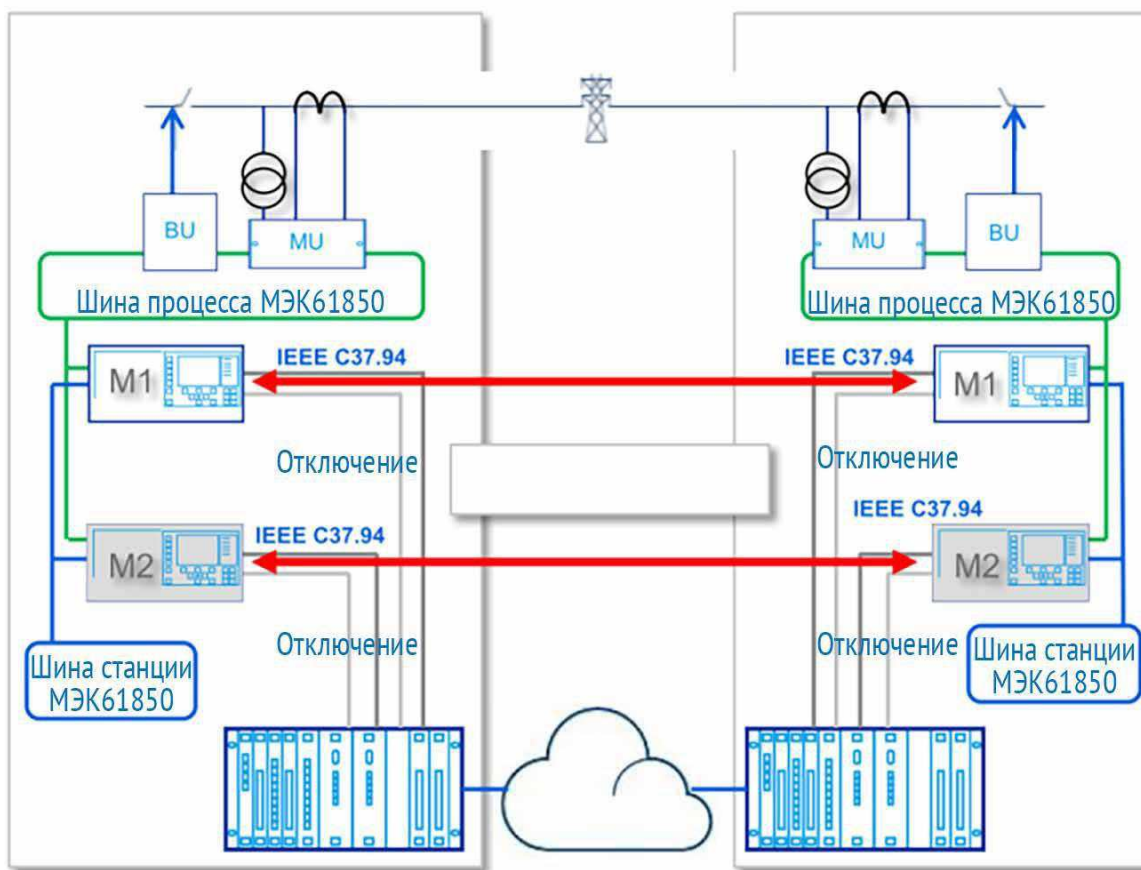


Рисунок 9.6 – Принцип действия дифференциальной защиты

Как только появляется возможность передать данные «полевого» уровня между противоположными концами линии электропередачи, в концепцию дифференциальной защиты линии можно внести фундаментальное изменение. Реле больше не зависит от обработанных и, соответственно, проприетарных данных, поступающих с другой стороны. Наличие доступа к технологии SV не только обеспечивает реальную возможность взаимодействия устройств разных производителей, но и позволяет строить совершенно новые оптимизированные схемы дифференциальной защиты линии. Терминал дифференциальной защиты с одной стороны линии электропередачи получает локальную и удаленную информацию о токе и напряжениях посредством стандартизованных потоков SV. С помощью этой информации терминал может выполнять функцию защиты и определять, есть ли замыкание в линии. В случае обнаружения КЗ терминал отправляет сигналы аварийного отключения в виде сообщений GOOSE как в направлении локального ПДС выключателя, так и в направлении удаленного ПДС.

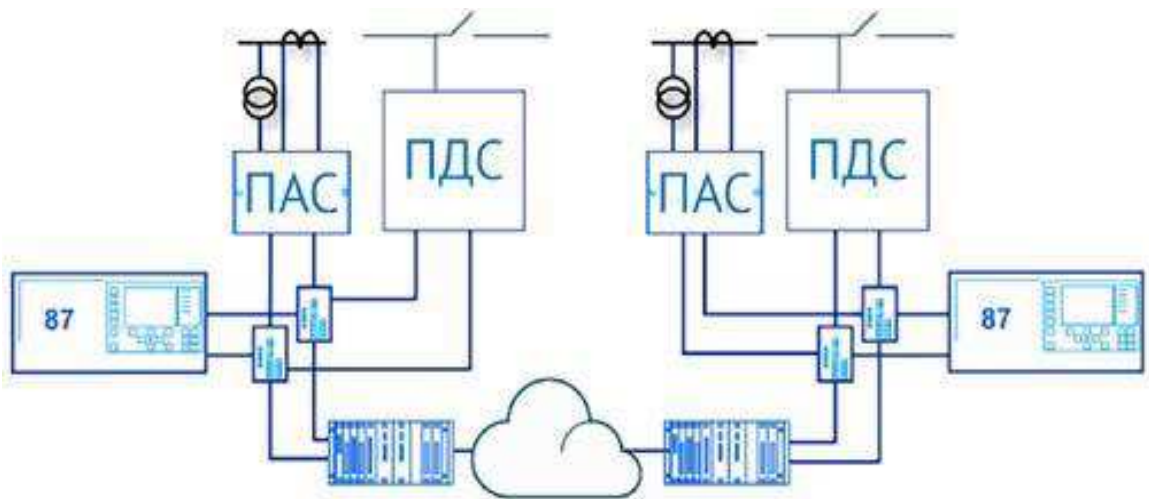


Рисунок 9.7 - Функциональные модули дистанционной защиты линии на базе технологии SV в соответствии с МЭК 61850

Если взглянуть на все решение для дифференциальной защиты линии целиком, то новая концепция обеспечивает существенное сокращение количества задействованных функциональных модулей, что приводит к упрощению схемы при одновременном увеличении доступности. Терминалы дифференциальной защиты линии имеют прямой доступ к полевым данным, поступающим от ПАС или электронных датчиков на своей подстанции, а также с удаленной подстанции через оборудование связи WAN. Использование протоколов PRP или HSR обеспечивает резервирование, обычно недоступное в традиционных схемах, а применение технологии GOOSE гарантирует полноценную диагностику для всей схемы. Кроме того, два терминала резервируют друг друга, поскольку имеют доступ к полевым данным с обоих концов линии и могут посылать команды на оба конца. Это означает, что схема с резервированием, требующая в настоящее время наличия четырех ИЭУ, может в дальнейшем быть обеспечена посредством двух ИЭУ и устройств уровня процесса. На рис. 9.7 представлена подобная схема. Сравнивая с традиционной схемой дифференциальной защиты линии, то можно заметить, что улучшены функции резервирования, а также снижена сложность, так как используется на два терминала меньше.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе дипломного проекта рассчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Гусельнической ГЭС, плотина которой высотой 25,5 м на реке Иртыш, являющейся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчётных расходов для основного обеспеченностью 1% и поверочного 0,1% обеспеченности случаев: $Q_{1\%} = 3413 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{0,1\%} = 4771 \text{ м}^3/\text{с}$.

В ходе водно-энергетических расчётов выбрана установленная мощность Гусельнической ГЭС, а также определена зона её работы в суточных графиках нагрузки. Установленная мощность составила 316 МВт.

На следующем этапе определено оптимальное число и тип гидроагрегатов гидроэлектростанции. Для этого построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 19,9 м;
- расчётный – 13,7 м;
- минимальный – 11,9 м.

После этого был произведен выбор основного и вспомогательного оборудования. После сравнения ряда турбин, была выбрана поворотно-лопастная ПЛ 20–В–1000 с 4 гидроагрегатами, диаметрами рабочих колёс 10 м.

Далее был подобран серийный гидрогенератор СВН 1340/150–96 с номинальной активной мощностью 79 МВт для поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 62,5 об/мин.

Далее выбран класс напряжения и тип РУ ОРУ 220 кВ, а также структурная схема ГЭС с одиночными блоками. По справочным данным и каталогам выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ-125000/220-У1, УХЛ1, трансформаторы собственных нужд ТСЗ–4000/13,8/6.

В качестве генераторного выключателя, принят элегазовый выключатель ВГГ-15 производства компании ОАО ВО «Электроаппарат».

Рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом;
- здание ГЭС;
- левобережная глухая бетонная плотина;
- правобережная глухая бетонная плотина;

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы;
- отметка подошвы водосливной плотины –322,47 м;
- отметка гребня –347,50 м;

–ширина гребня –18,25 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется водобойная стенка. Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-осадочными швами.

В этом же разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. При расчёте плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Следовательно, спроектированный ГУ отвечает требованиям надёжности.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

Оценка эффективности капиталовложений в такое масштабное производство, как гидроэнергетика показывает, в лучшем случае, окупаемость около 13 лет. Проект Гусельническая ГЭС имеет оценку рисков в условиях меняющейся экономической обстановки такую, что проект достаточно устойчив в рамках рыночной экономики, поэтому строительство данной электростанции требует благоприятных условий, но в случае их несоблюдения требуется корректировка показателей, что учтено при анализе чувствительности.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Гусельнической ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*. – Введ. 20.05.2011. – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
2. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – Введ. 01.01.2013. – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 67 с.
3. Затева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
4. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – 7. Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс] : введ: 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа: <http://www.dwg.ru>.
5. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть) : учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград : ЛГТУ, 1991. – 80 с.
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. ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия. – Введ. 01.07.1985 – Москва : Стандартиформ, 2008. – 8 с.
8. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
9. Каталог «Продукция компании» [Электронный ресурс] // «Synergy Astana» – инновационная инжиниринговая компания в области энергетики. – Режим доступа: <http://www.synergy.kz>.
10. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва : Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
11. ГОСТ Р 53866-2010 Рельсы крановые. Технические условия. – Введ. 13.09.2010 – Москва : Стандартиформ, 2011. – 12 с.
12. ГОСТ 534-78 Краны мостовые опорные. Пролеты. – Взамен ГОСТ 534-69 ; введ. 01.07.1979 – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 4 с.
13. СТО 56947007- 29.240.30.047-2010. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – Введ. 16.06.2010 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2010 – 128 с.

14. Толстихина, Л. В. Расчет токов короткого замыкания в программном комплексе RastrKZ: методические указания по эксплуатации программы для практических занятий, лабораторных работ, курсового и дипломного проектирования / Л. В. Толстихина, Н. Н. Феденёв. – Саяногорск; Черемушки : Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2012. – 40 с.

15. 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.

16. СТО 17330282.27.140.020-2008. Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования. – Введ. 30.07.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 24 с.

17 СТО 56947007-29.240.10.249-2017. Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций – Введ. 28.09.2017 – Москва : ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.

18. Каталог «Ограничители перенапряжения» [Электронный ресурс] // ЗАО «Полимер-Аппарат». – Режим доступа: <http://polymer-apparat.ru/>.

19 Каталог «Фильтры присоединения ФМП-Рс» [Электронный ресурс] // ООО «Конденсатор». – Режим доступа: <http://www.kondensator.su/>.

20 Каталог «Приборы контроля качества и учета электроэнергии» [Электронный ресурс] // ООО НПП «Марс-Энерго». – Режим доступа: <http://www.mars-energo.ru>.

21. Устройство точной автоматической синхронизации [Электронный ресурс] // ЗАО «РАДИУС Автоматика». – Режим доступа: <http://www.rza.ru>.

22. Правила устройства электроустановок [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск : Норматика, 2018. – 462 с.

23 Каталог «РЗА станционного оборудования» [Электронный ресурс] // ООО НПП «ЭКРА». – Режим доступа: <https://www.ekra.ru>.

24 СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – Введ. 01.01.2013. – Москва : Министерство регионального развития Российской Федерации, 2012. – 65 с.

25 СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013. – Москва : Министерство регионального развития Российской Федерации, 2012. – 110 с.

26. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. – Введ. 01.01.2013. – Москва : Министерство регионального развития Российской Федерации, 2012. – 50 с.

27. Киселёв, П. Г. Справочник по гидравлическим расчётам / П. Г. Киселёв. – Москва : Энергия, 1974. – 312 с.

28. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н. А. Анискин, В. В. Малаханов и др. – Москва : АСВ, 2011. Ч.1. – 584 с.

29. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие/ Л. Н. Рассказов, В. Г. Орехов, Н. А. Анискин, В. В. Малаханов и др. – Москва : АСВ, 2011. Ч.2. – 536 с.
30. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
31. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84*. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 80с.
32. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 69с.
33. СТО 17330282.27.140.002-2008 Гидротехнические сооружения ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования – Введ. 15.04.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 53 с.
34. Постановление No 986 О классификации гидротехнических сооружений. – Введ. 2.11.2013. – Москва : Правительство Российской Федерации. – 10 с.
35. О наблюдениях за движением ветров [Электронный ресурс] : ветровые характеристики. – Режим доступа: <http://www.atlas-yakutia.ru>.
36. Лыбина, Т. А. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / Т. А. Лыбина, Н. П. Ульянова, В. Б. Затеев. – Саяногорск; Черемушки : Сибирский федеральный университет Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64с.
37. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : Министерство регионального развития Российской Федерации, 2011. – 109с.
38. Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 No 9 Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. – Москва : Публичное акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро» (ПАО «РусГидро»), 2017. – 22 с.
39. Налоговый кодекс Российской Федерации. [Электронный ресурс] : статья 333.12 Налогового кодекса Российской Федерации // Справочная система федеральной налоговой службы. – Режим доступа: <https://www.nalog.ru>.
40. История создания асинхронизированных генераторов [Электронный ресурс] : АО «НТЦ ФСК ЕЭС». – Режим доступа: <http://www.ntc-power.ru>.
41. Шакарян, Ю. Г. Асинхронизированные машины для электроэнергетики / Ю. Г. Шакарян, П. В. Сокур, Н. Д. Пинчук, О. В. Антонюк, В. Ю. Новожилов // Энергия единой сети : научно-технический журнал / V Международный форум «Энергоэффективность и развитие энергетики» 23-25 ноября 2016 . – Москва, 2016. – No4 (27). – С. 21–30.

42. Шакарян, Ю. Г. Асинхронизированные гидрогенераторы с переменной частотой вращения / Ю. Г. Шакарян, П. В. Сокур, Т. В. Плотникова, П. Ю. Тузов // Энергоэксперт : информационно-аналитический журнал. – 2016. – №5 (58). – С. 4–11.

ПРИЛОЖЕНИЕ А Водно-энергетический расчет

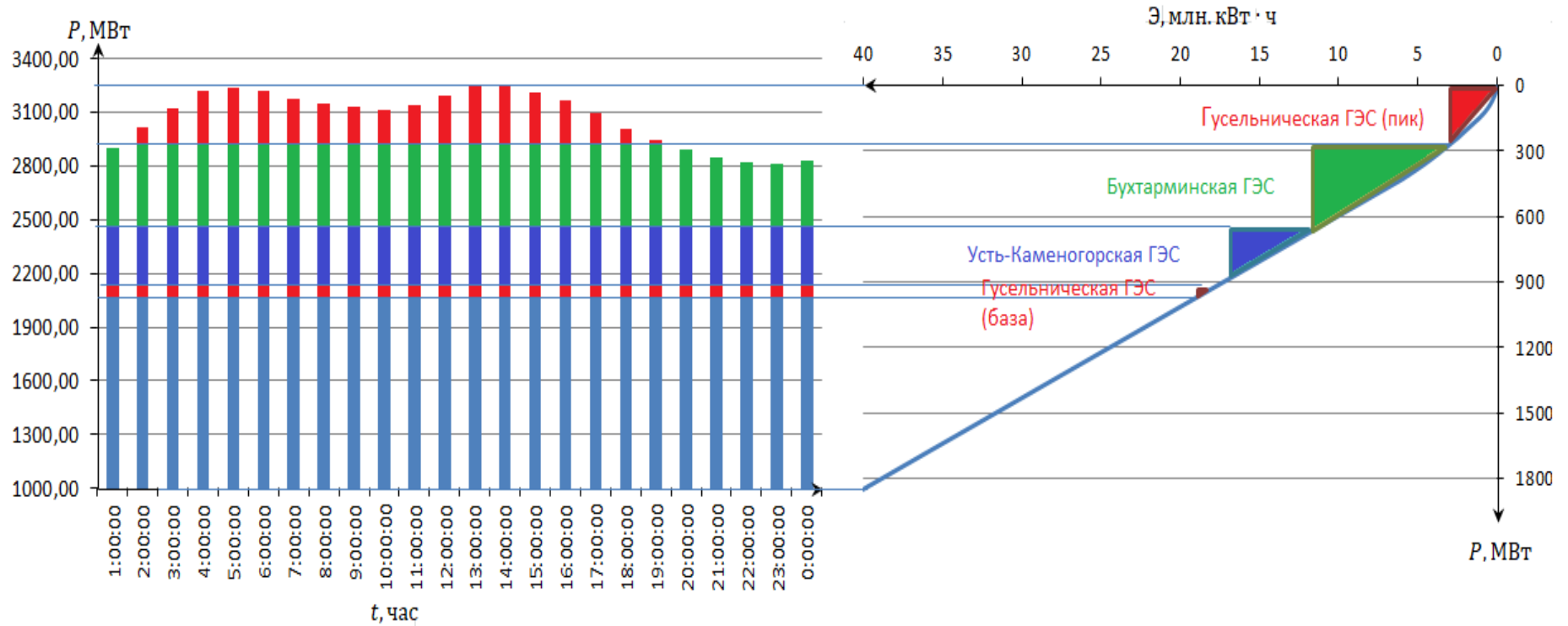


Рисунок А1 – водно-энергетический расчет

Красным цветом показаны зоны работы проектируемой ГЭС в пик и в базу, а зеленым и синим цветом зоны работы существующих ГЭС.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Спиральная камера

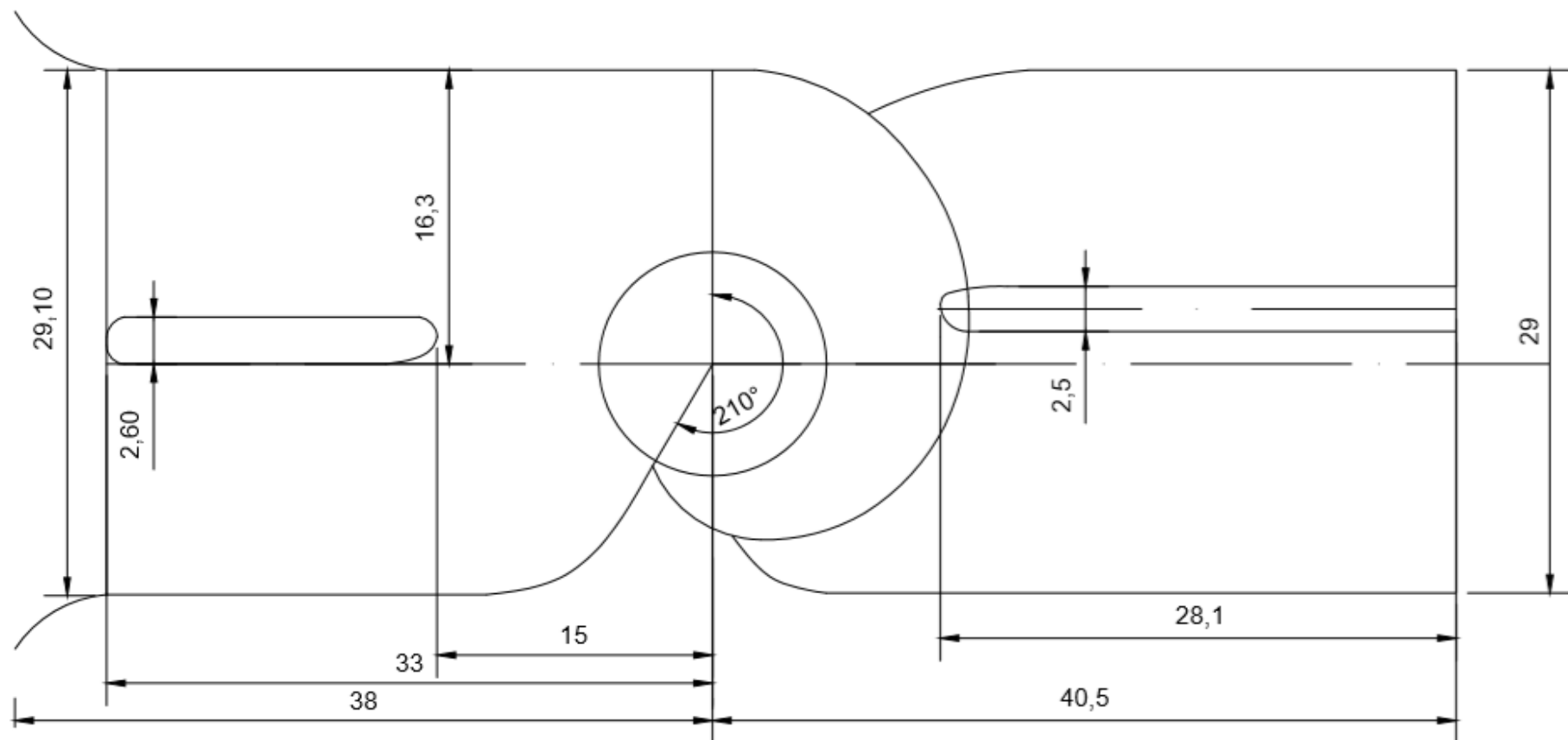


Рисунок Б1 – спиральная камера

ПРИЛОЖЕНИЕ Б-1

Универсальная характеристика турбины

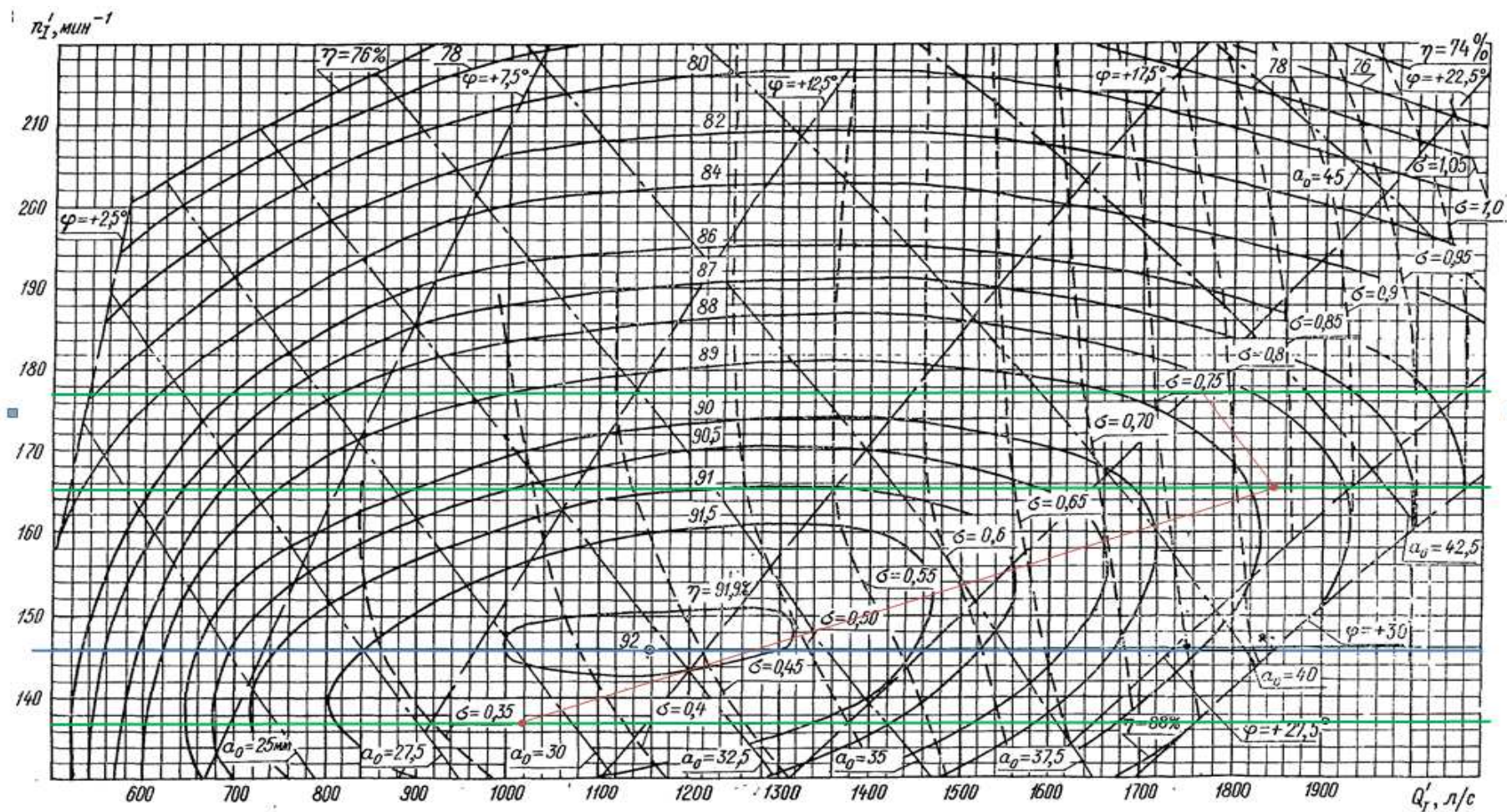


Рисунок Б2 – универсальная характеристика турбины

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Режимное поле турбины

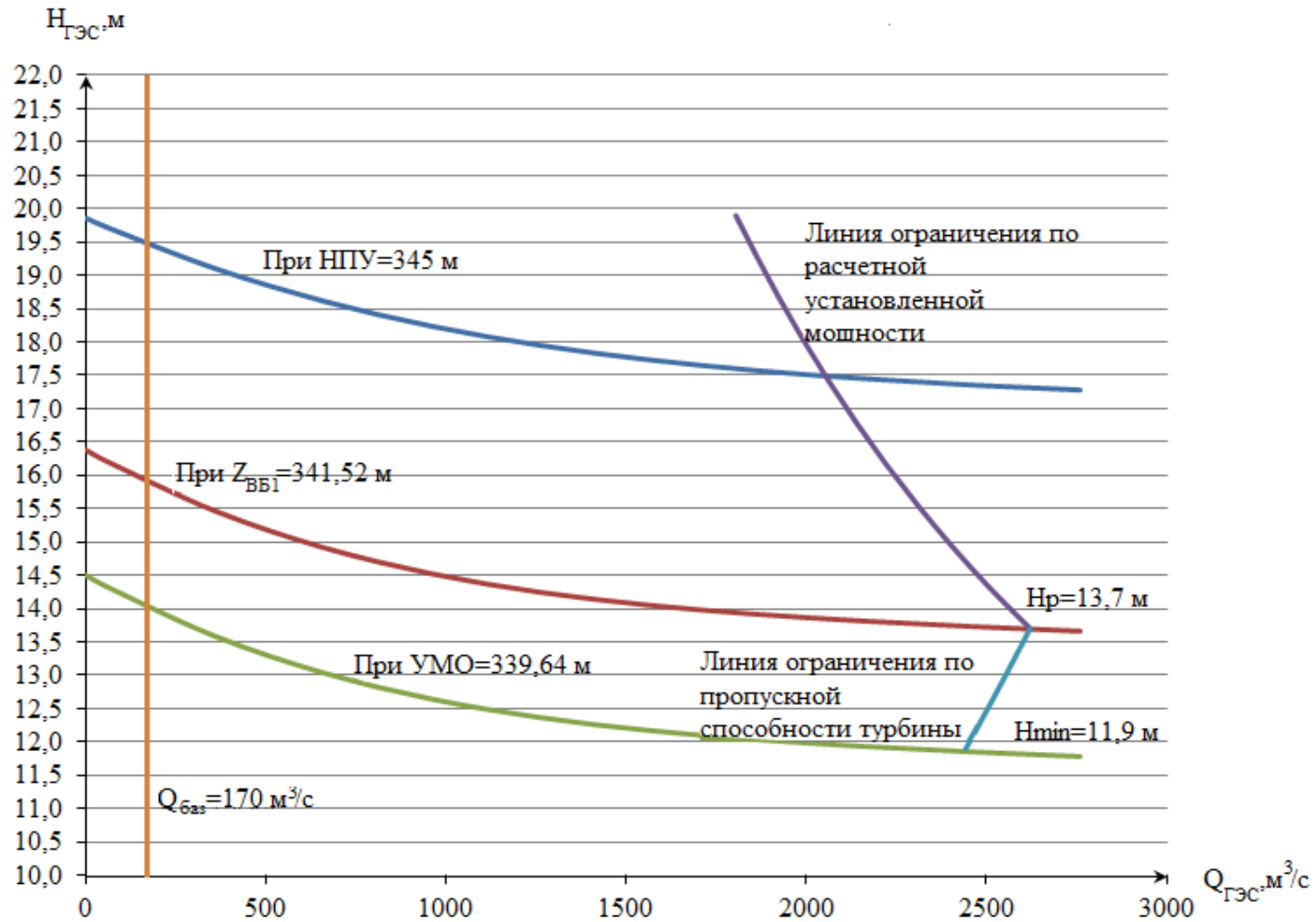
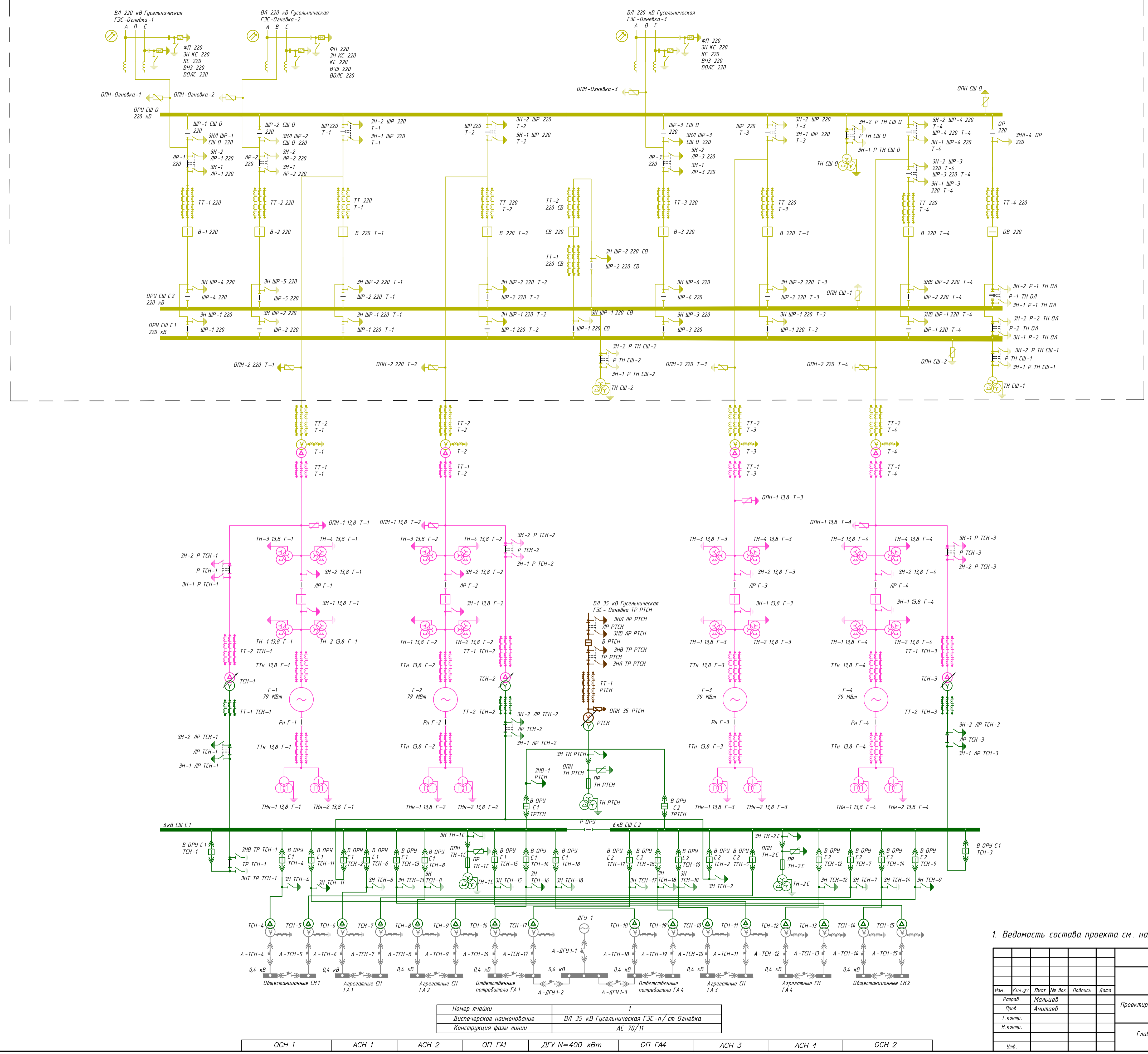


Рисунок В1 – режимное поле турбины

Номер ячейки	1	2	3
Диспетчерское наименование	ВЛ 220 кВ Гусельничская ГЭС-Озневка	ВЛ 220 кВ Гусельничская ГЭС-Озневка	ВЛ 220 кВ Гусельничская ГЭС-Озневка
Конструкция фазы линии	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32

ОРУ 220 кВ

Фильм присоединения
Заземляющий нож конденсатора связи
Конденсатор связи
Высокочастотный зарядитель
Волоконно-оптические линии связи
ОПН 220 кВ
Сборная шина 220 кВ
Шинный разьединитель 220 кВ
Заземляющий нож 220 кВ
Линейный разьединитель РГ-220/1000 ЧХЛ1
Измерительный трансформатор тока 220 кВ
Выключатель ВЗБ-220 кВ
Заземляющий нож 220 кВ
Шинный разьединитель 220 кВ
Сборная шина 220 кВ
Заземляющий нож 220 кВ
Шинный разьединитель 220 кВ
Сборная шина 220 кВ
Шинный ОПН 220 кВ
ОПН 220 кВ
Измерительный трансформатор напряжения ЗНОЛ-220
Измерительный трансформатор тока ТОГФ-220-ЧХЛ1
Силовой трансформатор ТДЦ-250000/220-У1
Измерительный трансформатор тока ТПЛ-20 U=20 кВ
ОПН-15 ЧХЛ1
Измерительный трансформатор напряжения ЗНОЛ-20 U=20 кВ
Заземляющие ножи
Разьединители
Заземляющие ножи
Разьединитель РВРЗ-20/8000 МУЗ
Выключатель вакуумный ВГГ-15-50/6300
Измерительный трансформатор напряжения ЗНОЛ-20 U=20 кВ
Измерительный трансформатор тока ТПЛ-20 U=20 кВ
ОПН 35 кВ
Генератор СВН-1340/150-96
S _{ном} =91,8 МВА, P _{ном} =79 МВт, U _{ном} =13,8 кВ
Резервный трансформатор собственных нужд
Измерительный трансформатор тока ТПЛ-20 U=20 кВ
ОПН 6 кВ
Плазкий предохранитель
Трансформатор напряжения нулевой последовательности
Сборная шина 6 кВ
Ячейки выключателя 6 кВ
ОПН 6 кВ
Плазкий предохранитель
Заземители 6 кВ
Трансформаторы собственных нужд ТСЗ-4000/13,8/6
Автоматический выключатель 0,4 кВ



ЗНЛ ЛР РТСН
ЛР РТСН
ЗНВ ЛР РТСН
В РТСН
ЗНВ ТР РТСН
ТР РТСН
ЗНТ ТР РТСН
Трансформатор тока ТТ-1 РТСН
ОПН 35 РТСН
Трансформатор трехфазный РТСН 35 кВ
ЗН ТН РТСН
ОПН ТН РТСН
Заземляющий нож ЗНВ-1 РТСН
Трансформатор напряжения ТН РТСН
Выключатель В ОРУ С 1

1. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-1618960.

Номер ячейки	1
Диспетчерское наименование	ВЛ 35 кВ Гусельничская ГЭС-п/ст Озневка
Конструкция фазы линии	АС 70/11

ОСН 1	АСН 1	АСН 2	ОП ГА1	ДГУ N=400 кВт	ОП ГА4	АСН 3	АСН 4	ОСН 2
-------	-------	-------	--------	---------------	--------	-------	-------	-------

ВКР-13.03.02-1618960-ЭС					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Мальцев				
Проб.	Ачтаев				
Т.контр.					
Н.контр.					
Умб.					
Проектирование Гусельничской ГЭС на реке Иртыш					
Главная схема электрических соединений					
Студия					
Лист					
Листов					
5					
Кафедра ГГЭС, 2020 г					

Поперечный разрез стационарной части Гусельнической ГЭС (1:400)

Напор:

Максимальный – 19,9 м;

Расчетный – 13,7 м;

Минимальный – 11,9 м.

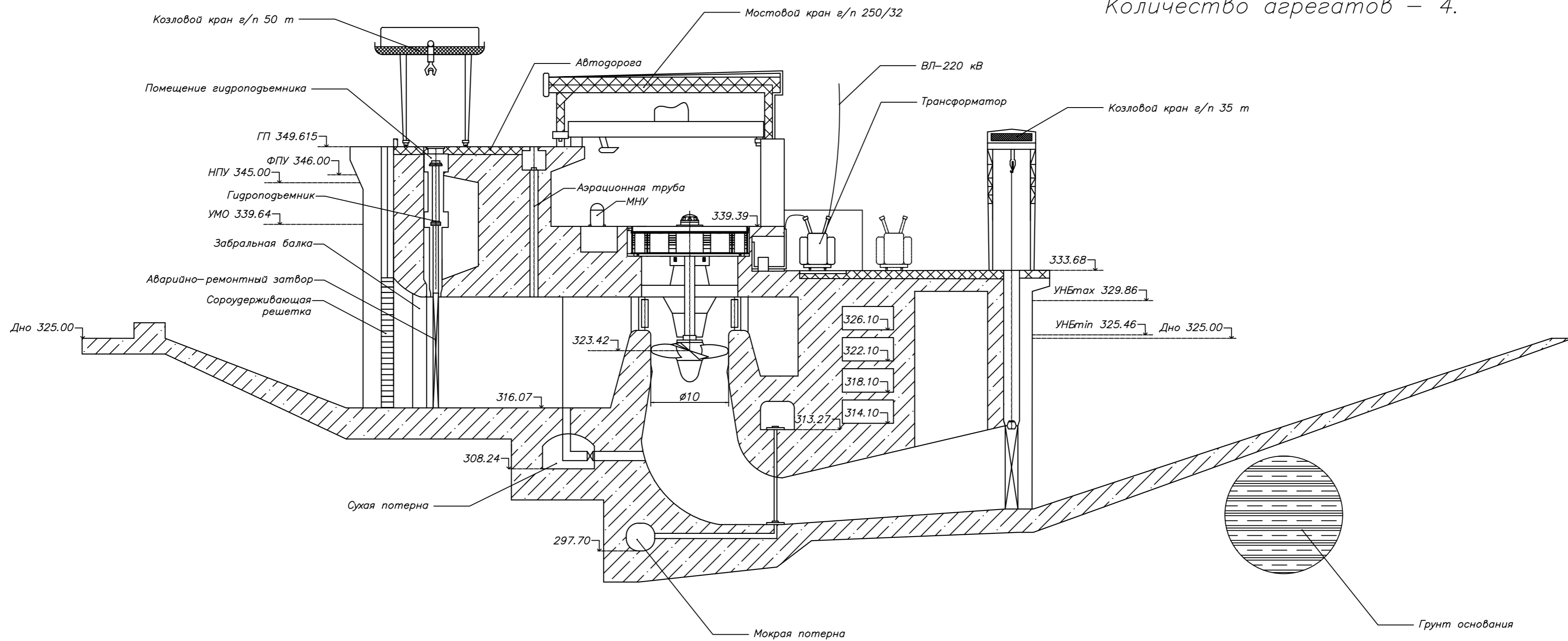
Расчетная высота отсасывания: –3,07 м.

Основные данные агрегата:

Тип турбины – ПЛ20–В–1000;

Тип генератора – СВН–1340/150–96;

Количество агрегатов – 4.



Размеры и отметки даны в м.

Перв. примен.
Справ. №
Подп. и дата
Инв. № дробл.
Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

ВКР-13.03.02-1618960-ГР1					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
Разраб.	Мальцев				Проектирование Гусельнической ГЭС на реке Иртыш
Пров.	Масленникова				
Т.контр.					Стация
Н.контр.					Лист
Утв.					Листов
Поперечный разрез по оси агрегата. Основные характеристики ГА					2
					Кафедра ГГЭС, 2020 г

Формат А2

ОРУ СШ 0
220 кВ

ОРУ СШ С 2
220 кВ

ОРУ СШ С 1
220 кВ

ШЭ (Система В)

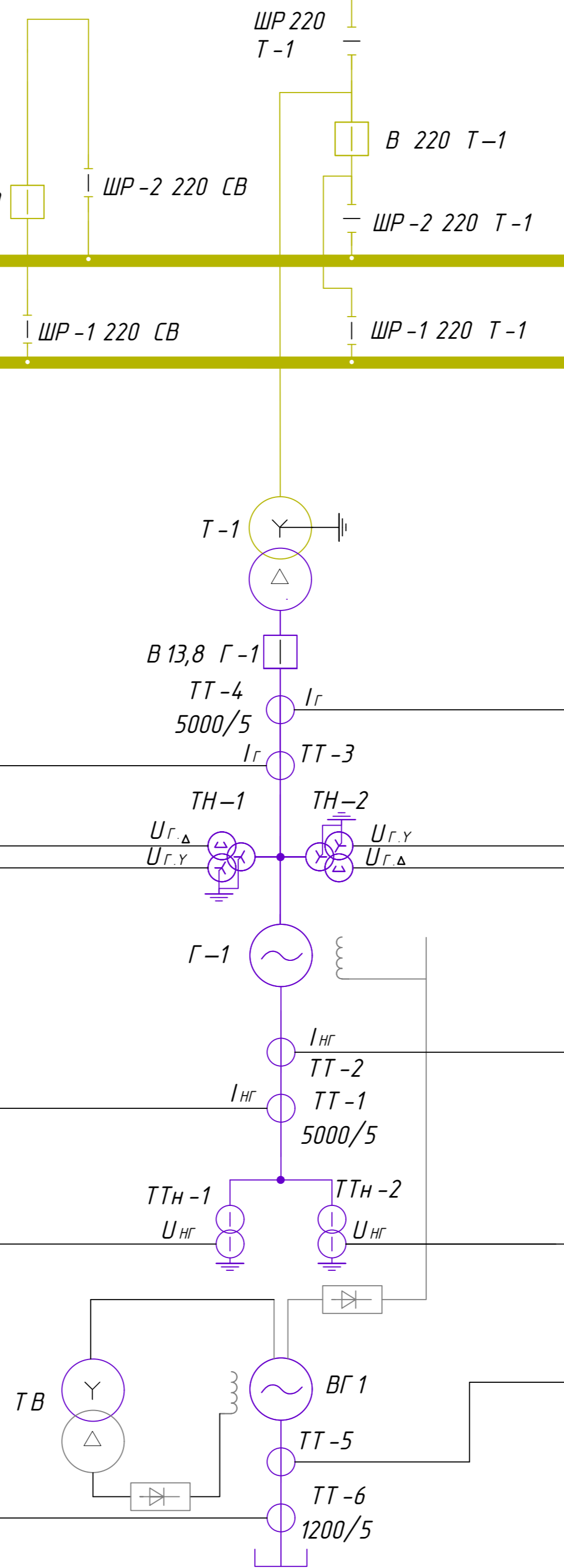
ШЭ (Система А)

$I_{\Delta G}$	I_{Γ}	Y
КИН, $U_n(U_0)$	$U_{\Gamma, \Delta}$	Δ
$Z1<, Z2<, U1>, U2>$, КИН	$U_{\Gamma, Y}$	Y
$I_{\Delta G}, I2, I1, Z1<, Z2<$	$I_{H\Gamma}$	Y
$U_n(U_0)$	$U_{H\Gamma}$	—
I_p	I_{TB}	Y

Y	I_{Γ}	$I_{\Delta G}$
Y	$U_{\Gamma, Y}$	$Z1<, Z2<, U1>, U2>$, КИН
Δ	$U_{\Gamma, \Delta}$	КИН, $U_n(U_0)$
Y	$I_{H\Gamma}$	$I_{\Delta G}, I2, I1, Z1<, Z2<$
—	$U_{H\Gamma}$	$U_n(U_0)$
Y	I_{TB}	I_p

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Дифференциальная защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{ср.о}$	$0,15 \cdot I_N$	0,58 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, $I_{нт}$	$0,5 \cdot I_N$	1,95 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_N$	5,84 А	
		$I_{отс}$	$6 \cdot I_N$	23,34 А	
ЗЗГ	U_0	f_1	-	5 В	
		f_2	-	15 В	
		$U_{ог}$	Кoeffициент торможения, K_T	1,2	-
ЗПН	$U>$	2 ступень	$1,4 \cdot U_N$	140 В	
		1 ступень	$1,2 \cdot U_N$	120 В	
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I2	СО	$I_{2снн}$	$0,07 \cdot I_N$	0,27 А
		ПО	$I_{2пнк}$	$0,15 \cdot I_N$	0,58 А
		ОТС 1	$I_{2с.з}$	$0,25 \cdot I_N$	0,97 А
		ОТС 2	$I_{2с.з}$	$1,10 \cdot I_N$	4,28 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I1	ПО	$I_{1пнк}$	$1,10 \cdot I_N$	4,28 А
		ОТС	$I_{1отс}$	$1,531 \cdot I_N$	5,96 А
		1 ступень	Z_I	0,05	0,75 Ом
Дистанционная защита	Z<	1 ступень	$Z_{сн1}$	$0,15 \cdot Z_{сн1}$	0,113 Ом
		2 ступень	$Z_{сн2}$	0,35	5,19 Ом
			$Z_{снII}$	$0,15 \cdot Z_{снII}$	0,78 Ом
Защита ротора от перегрузки	Iр	СО	$I_{р снн}$	$1,07 \cdot I_{ном р}$	4,94 А
		ПО	$I_{р пнк}$	$1,1 \cdot I_{ном р}$	5,08 А
		ОТС	$I_{р отс}$	$2,245 \cdot I_{ном р}$	10,37 А

$\Gamma-1$ СВН-1340/150-96
91,8 МВА/79 МВт, 13,8 кВ; $I_N=3890$ А; $\cos \phi=0,85$



Защиты	Наименование	Обозначение	Действие							
			Отключение В/Г	Гашение полей	Остановка турбины, сброс АРЗ	Пуск ПХТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение СВ	Предупредительный сигнал	
Дифференциальная защита продольная	$I_{\Delta G}$	$I_{\Delta G}$	+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	f_1	+	+	+				+	
		f_2	+	+	+					
ЗПН	$U>$	2 ступень f_1	+	+						
		1 ступень f_2	+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I2	СО	+	+					+	
		ИО	+	+						
		ОТС 1	f_1							+
			f_2							
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I1	СО	+	+					+	
		ИО	+	+						
		ОТС	f_1							+
f_2	+		+							
Дистанционная защита	Z<	1 ступень							+	
		2 ступень	f_1							+
			f_2	+	+	+				
Защита ротора от перегрузки	Iр	СО							+	
		ПО	+	+						
		ОТС	+	+						

ВКР-13.03.02-1618960-РЗ

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Мальцев				
Пров.	Широков				
Т. контр.					
Н. контр.					
Чтв.					

Проектирование Гусельнической ГЭС на реке Иртыш

Стандия

Лист

Листов

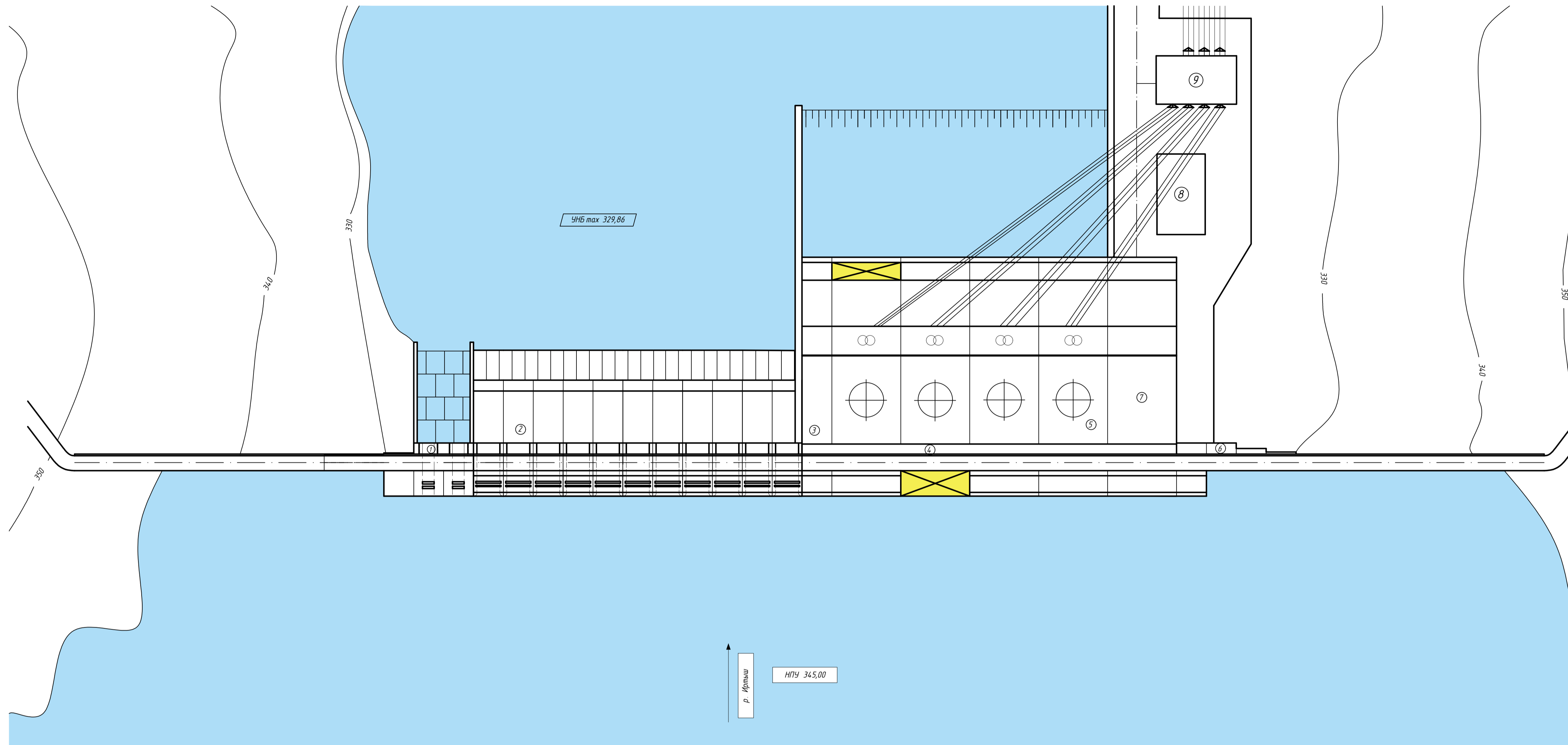
6

Схема подключения электрических защит к ТТ и ТН

Кафедра ГГЭЭС,
2020 г

Формат А2

Генеральный план (1:1000)



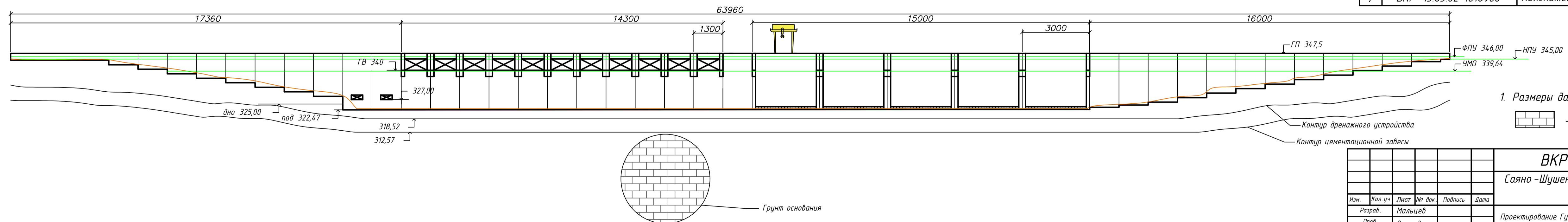
Экспликация объектов

№	Наименование
1	Левобережная глухая бетонная плотина гравитационного типа
2	Водосливная бетонная плотина гравитационного типа
3	Центральная глухая бетонная плотина гравитационного типа
4	Станционная бетонная плотина гравитационного типа
5	Здание ГЭС руслового типа
6	Правобережная глухая бетонная плотина гравитационного типа
7	Монтажная площадка
8	СТК
9	ОРУ-220 кВ

Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование
1	ВКР-13.03.02-1618960-ГП	Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Экспликация объектов. Ведомость состава проекта.
2	ВКР-13.03.02-1618960-ГР1	Станционная плотина и здание ГЭС. Поперечный разрез. Основные характеристики ГА
3	ВКР-13.03.02-1618960-ГР2	Поперечный разрез водосливной плотины.
4	ВКР-13.03.02-1618960-РР	Сбор нагрузок на водосливную плотину.
5	ВКР-13.03.02-1618960-ЭС	Главная схема электрических соединений.
6	ВКР-13.03.02-1618960-РЗ	Расчет микропроцессорных электрических защит гидрогенератора.
7	ВКР-13.03.02-1618960	Пояснительная записка.

Вид со стороны верхнего бьефа (1:1000)



1. Размеры даны в см, отметки - в м.
 - глинистые известняки

ВКР-13.03.02-1618960-ГП					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб	Мальцев				
Проб.	Затеев				
Г. контр.					
Н. контр.					
Упр.					

Проектирование Гусельнической ГЭС на реке Иртыш	Стадия	Лист	Листов
		1	7
Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Экспликация объектов.	Кафедра ГГЭС, 2020 г		

КП- 13.03.02-ГР1

Поперечный разрез водосливной плотины Гусельнической ГЭС (1:400)

Перв. примен.

Справ. №

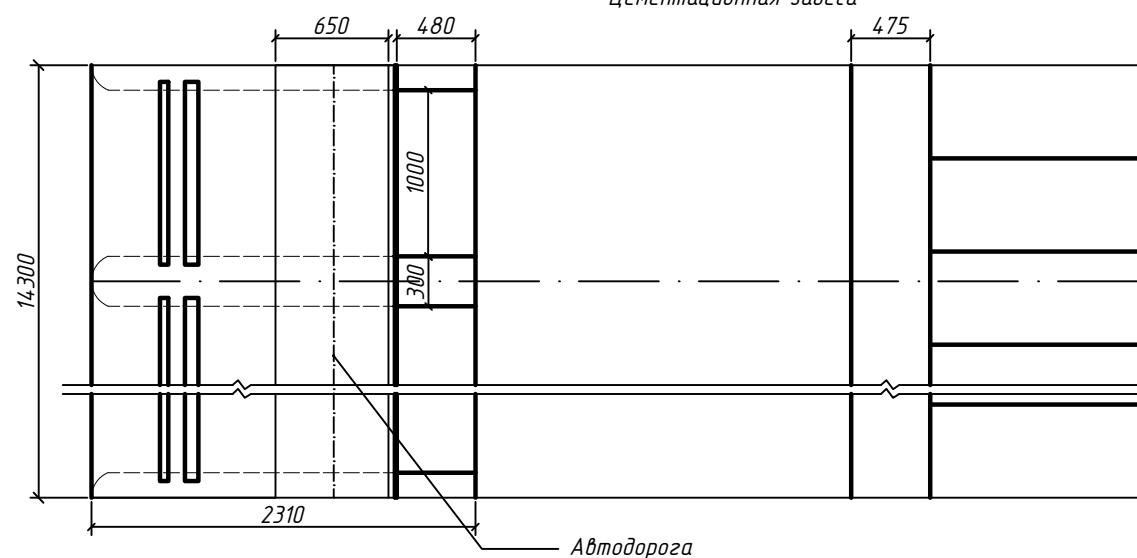
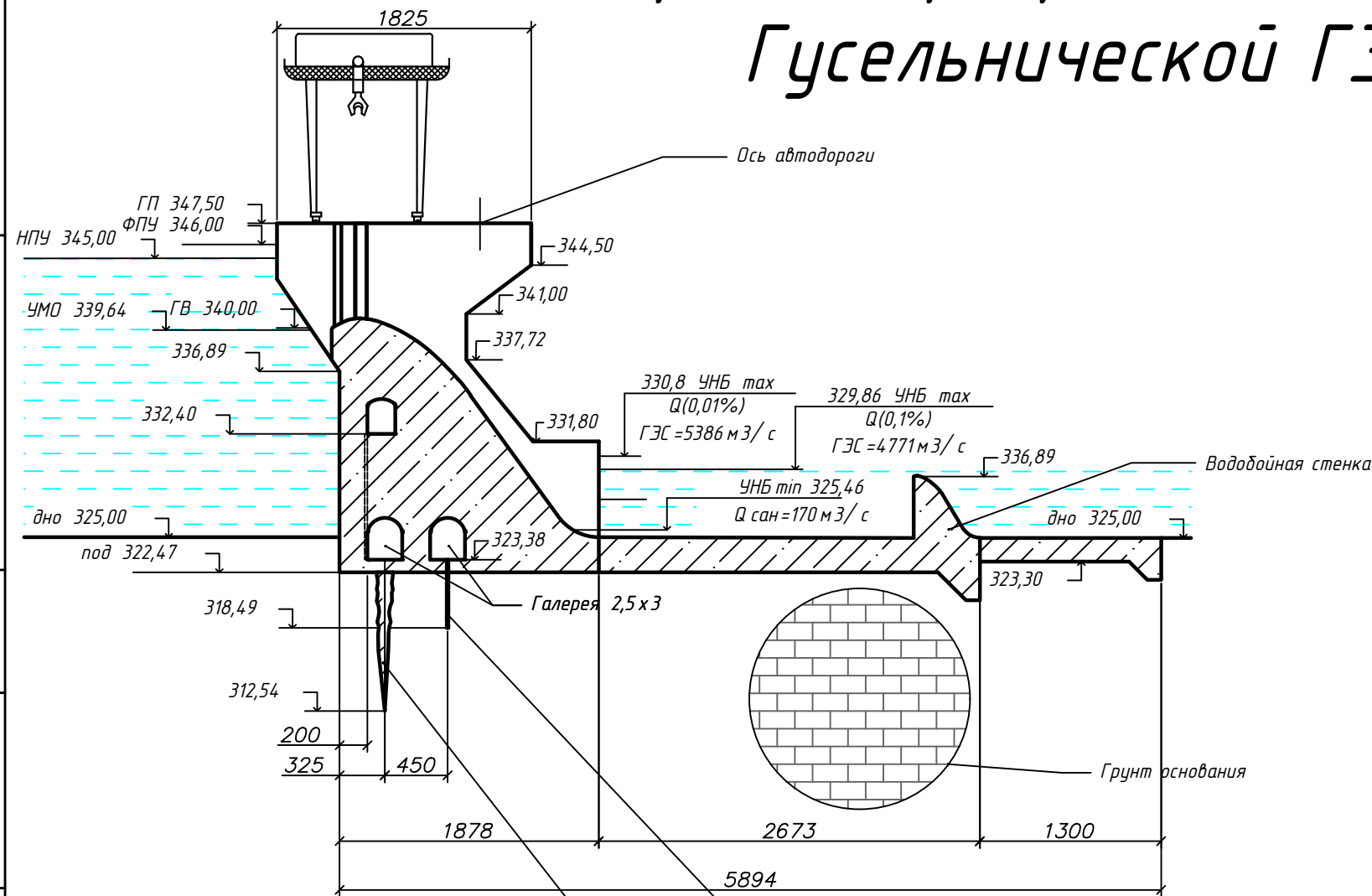
Погр. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Погр. и дата

Инв. № подл.



Размеры даны в см, отметки - в м.

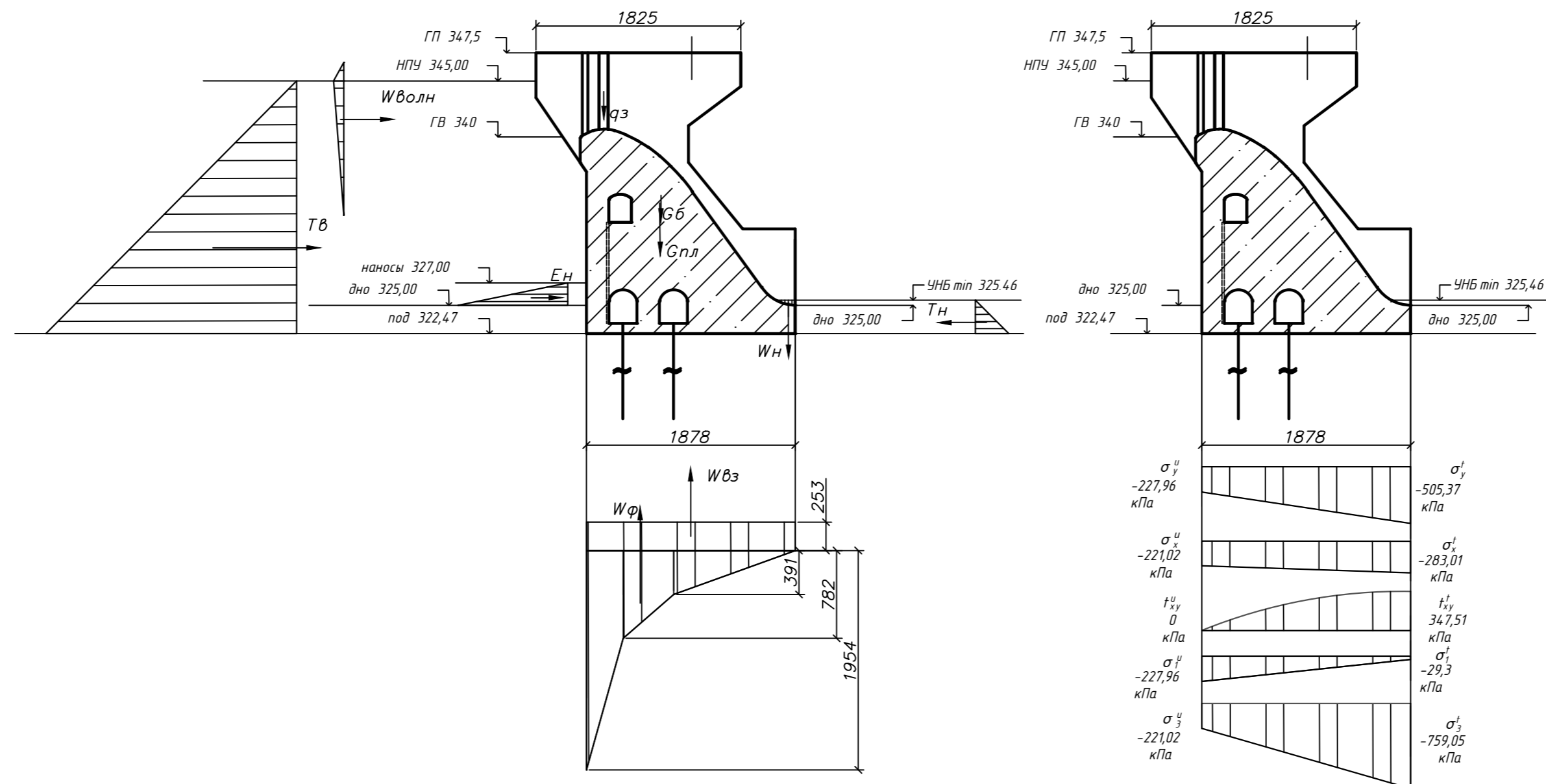
-глинистые известняки

						ВКР-13.03.02-1618960-ГР2				
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Гусельнической ГЭС на реке Иртыш		Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Мальцев							3	
Пров.		Затеев								
Т.контр.										
Н.контр.										
Утв.						Поперечный разрез водосливной плотины		Кафедра ГГЭЭС, 2020 г		

Формат А3

Сбор нагрузок на водосливную плотину

Масштаб 1:400



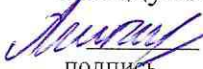
Размеры даны в см, отметки - в м.
Силы приложенные к ГТС даны в кН/1п.м.

Справ. №
Подп. и дата
Инв. №
Взам. инв. №
Инв. № подл.

ВКР - 13.03.02-1618960-РР					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Мальцев				
Проб.	Затеев				
Т. контр.					
Н. контр.					
Утв.					
Проектирование Гусельнической ГЭС на реке Иртыш			Стадия	Лист	Листов
Сбор нагрузок на водосливную плотину				4	
			Кафедра ГГЭС, 2020 г		

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
 А.А. Ачитаев
подпись

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ГУСЕЛЬНИЧЕСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ
ИРТЫШ. СТАНДАРТ МЭК-61850. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ В
ЧАСТИ РЗА.**

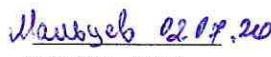
Руководитель


подпись, дата

02.07.20 Инженер по релейной защите
и автоматике, СРЗАиМ
должность

Широков А.В.
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

Мальцев А.А.
инициалы, фамилия

Саяногорск 2020

Продолжение титульного листа выпускной бакалаврской работы по теме «Проектирование Гусельнической ГЭС на реке Иртыш. Стандарт МЭК 61850. Область применения в части РЗА».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд 28.06.20 Е.Ю. Замеева
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

А.В. Мясников А.В. Мясников
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

А.А. Жуков А.А. Жуков
подпись, дата инициалы, фамилия

Устройства РЗА

А.В. Шероков А.В. Шероков
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

В.Б. Засеев В.Б. Засеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

К.А. Каренин Каренин К.А.
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

В.В. Лепехов В.В. Лепехов
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

А.А. Чабанова А.А. Чабанова
подпись, дата инициалы, фамилия