

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

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

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
В.И. Татарников


«17» 06 2016 г.

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

140209.65 Гидроэлектростанции


**Проектирование Лучегорской ГЭС на реке Уссури. Система постоянного  
тока ГЭС. Схема постоянного тока. Источники постоянного тока,  
аккумуляторные батареи, зарядно-подзарядное устройство**

Пояснительная записка

Руководитель  16.06.2016  
подпись, дата

Мастер ЦЭТО СН Саяно-  
Шушенский Филиал АО  
«Гидроремонт-ВКК»

А.В. Шаповалов

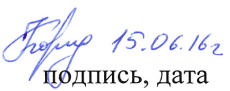

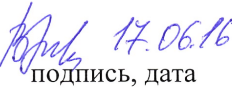
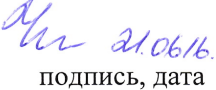
Выпускник  16.06.2016  
подпись, дата

В.А. Имайчев

Саяногорск; Черемушки 2016

Продолжение титульного листа ДП по теме проектирование Лучегорской ГЭС на реке Уссури. Система постоянного тока ГЭС. Схема постоянного тока. Источники постоянного тока, аккумуляторные батареи, зарядно-подзарядное устройство.

Консультанты по  
разделам:

Водно-энергетические расчёты	 подпись, дата	Е.Ю. Затеева
Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование	 подпись, дата	А.В. Масленникова
Электрическая часть	 подпись, дата	Ю.А. Мальцев
Релейная защита и автоматика	 подпись, дата	А.А. Коршунов
Компоновка и сооружение гидроузла	 подпись, дата	С.Е. Лонский
Охрана труда и пожарная безопасность	 подпись, дата	В.И. Татарников
Технико-экономические показатели	 подпись, дата	В.В. Лапасова
Нормоконтролер	 подпись, дата	А.А. Чабанова

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
Сокращенный паспорт Лучегорской ГЭС .....	7
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС .....	9
1.1 Природные условия .....	9
1.1.1 Географические сведения.....	9
1.1.2 Гидрологический режим .....	9
1.1.3 Климатические условия.....	9
1.1.4 Гидрологические особенности .....	10
1.1.5 Инженерно-геологические условия .....	15
1.2 Энерго – экономическая характеристика региона .....	15
2 Водно-энергетический расчёт .....	17
2.1 Гидрологические расчёты.....	17
2.2 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока .....	18
2.2.1 Выбор расчётного средневодного года (P=50%).....	21
2.2.2 Выбор маловодного года (P=90%) .....	22
2.3 Обработка данных по энергосистеме .....	24
2.3.1 Построение суточных графиков нагрузки.....	24
2.3.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	25
2.4 Выбор установленной мощности на основе водно-энергетического расчёта.....	29
2.4.1 Перераспределение стока с паводного периода на зимний период .....	29
2.4.2 Водно-энергетический расчёт.....	31
2.4.3 Расчёт резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчёт баланса мощностей.....	39
3 Выбор основного и вспомогательного оборудования .....	42
3.1 Выбор числа и типа агрегатов .....	42
3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу .....	48
3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы.....	48
3.3.1 Работа одного агрегата с расчётной мощностью при $N_{max}$ .....	49
3.3.2 Работа одного агрегата с расчётной мощностью при $N_p$ .....	50
3.3.3 Работа одного агрегата с расчётной мощностью при $N_{min}$ .....	50

					ДП – 140209.65 – 0907960 ПЗ							
Изм.	Лист	№докум.	Подп.	Дата	Проектирование Лучегорской ГЭС на реке Уссури. Система постоянного тока ГЭС. Схема постоянного тока. Источники постоянного тока, аккумуляторные батареи, зарядно -подзарядное устройство			Лит	Лист	Листов		
Разраб.		Имайчев								3	169	
Руков.		Шапавалов						Кафедра ГГЭЭС				
Н.контр.		Чабанова										
Утв.		Татарников										





## ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции занимают особо важное место в современных энергетических системах, выполняя главную роль по регулированию её параметров в нестационарных режимах, а также покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке её сбыта.

Гидростанции – один из самых эффективных источников энергии. Коэффициент полезного действия гидравлических турбин достигает 95%, что существенно выше КПД турбин других типов электростанций.

В себестоимости производства электроэнергии на гидростанциях отсутствует топливная составляющая, что делает энергию более конкурентоспособной в условиях рынка.

Гидростанции являются наиболее маневренными из всех типов электростанций. Гидростанции способны при необходимости увеличивать выработку и выдаваемую мощность в течение нескольких минут, тогда как тепловым станциям для этого требуется несколько часов, а атомным – сутки. Это позволяет ГЭС покрывать пиковые нагрузки и поддерживать частоту тока в энергосистеме.

Гидроэнергетические мощности вносят ощутимый вклад в обеспечение системной надежности и в конечном итоге надежной работы всей Единой электроэнергетической системы страны.

Все эти преимущества подталкивают к строительству новых гидроэлектростанций.

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		6

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ЛУЧЕГОРСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки \_\_\_\_\_ Уссури
2. Местонахождение ГЭС \_\_\_\_\_ Приморский край
3. Тип проектируемой установки \_\_\_\_\_ ГЭС
4. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний \_\_\_\_\_ 955 м<sup>3</sup>/с
  - б) всех турбин \_\_\_\_\_ 1233 м<sup>3</sup>/с
  - в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,01% \_\_\_\_\_ 5881 м<sup>3</sup>/с
  - г) минимальный \_\_\_\_\_ 234 м<sup>3</sup>/с
5. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока \_\_\_\_\_ ГОДОВОЙ
  - б) отметки: НПУ \_\_\_\_\_ 107,0 м УМО \_\_\_\_\_ 94,4 м
  - в) объемы: полный \_\_\_\_\_ 17,6 км<sup>3</sup> полезный \_\_\_\_\_ 6,0 км<sup>3</sup>
6. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный \_\_\_\_\_ 56,0 м
  - б) расчетный \_\_\_\_\_ 44,2 м
  - в) минимальный \_\_\_\_\_ 38,9 м
7. Энергетические характеристики:
  - а) мощность:
    - установленная \_\_\_\_\_ 508 МВт
    - гарантированная \_\_\_\_\_ 383 МВт
  - б) среднемноголетняя выработка энергии \_\_\_\_\_ 3,1 млрд.кВт·ч
  - в) число часов использования установленной мощности \_\_\_\_\_ 7000 ч
8. Плотины:
  - а) русловая гравитационная материал \_\_\_\_\_ бетон
  - б) правобережная гравитационная материал \_\_\_\_\_ грунтовая
  - в) левобережная гравитационная материал \_\_\_\_\_ грунтовая
  - г) общая длина \_\_\_\_\_ 1206, м максимальная высота \_\_\_\_\_ 72,5 м

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		7

9. Водосбросные сооружения

- а) тип \_\_\_\_\_ поверхностный водослив  
б) число и размер пролетов \_\_\_\_\_ 5 отверстий 8 м×24 м  
в) общая длина \_\_\_\_\_ 144 м  
г) максимальная высота \_\_\_\_\_ 72,5 м

10. Здание ГЭС:

- а) тип здания \_\_\_\_\_ приплотинное число агрегатов \_\_\_\_\_ 3  
б) грунты в основании \_\_\_\_\_ трепел  
в) тип спиральной камеры \_\_\_\_\_ бетонная трапециевидного сечения  
г) тип отсасывающей трубы \_\_\_\_\_ изогнутая  
д) расстояние между осями агрегатов \_\_\_\_\_ 25 м  
е) размеры: общая длина \_\_\_\_\_ 100 м ширина \_\_\_\_\_ 48,8 м

11. Основное оборудование:

- а) тип турбины \_\_\_\_\_ ПЛ 60 – В – 750 их диаметр \_\_\_\_\_ 7,5 м  
б) тип генератора \_\_\_\_\_ СВ-1260/235-56 их мощность \_\_\_\_\_ 175 МВт  
в) частота вращения \_\_\_\_\_ 107,1 об/мин  
г) тип трансформаторов \_\_\_\_\_ ТЦ-200000/220 их число \_\_\_\_\_ 3

12. Техничко-экономические показатели:

- а) удельные капиталовложения \_\_\_\_\_ 38,8 тыс.руб/кВт  
б) себестоимость энергии \_\_\_\_\_ 0,26 коп/кВт·ч  
в) показатели эффективности  
- ЧДД \_\_\_\_\_ 11,09 млрд. руб.  
- ВВД \_\_\_\_\_ 19,42 %  
- ИД \_\_\_\_\_ 1,82  
- Срок окупаемости \_\_\_\_\_ 7 лет

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		8



# 1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

## 1.1 Природные условия

### 1.1.1 Географические сведения

Проектируемая на реке Уссури Лучегорская ГЭС расположена в Приморском крае Дальнего Востока России. Истоки реки находятся в Ольгинском районе в горах Сихотэ-Алиняна склонах горы Снежная; на большей части равнинная река (только в среднем течении к долине подходят отроги гор, образующие скалистые обрывистые берега); на многих участках реки Уссури — извилины и рукава, в русле — группы островов.

### 1.1.2 Гидрологический режим

Длина реки Уссури- 897 км, площадь бассейна 193 000 км<sup>2</sup>. Притоки Уссури: Арсеньевка, Драгучина, Сунгача, Мулинхэ, Наолихэ, Журавлёвка, Большая Уссурка, Бикин, Шивки, Бира, Подхорёнок, Хор, Кия, Чирки, Кабарга, Извилинка, Соколовка, Матвеевка, Каменка, Павловка.

Питание реки преимущественно дождевое — до 60 %, на снеговое (в многоснежные зимы) приходится до 30-35 %, остальное — на подземное. Половодье с конца марта до августа; образуется сначала от таяния снега и дождей, затем — от дождевых паводков. Среднегодовой расход воды — в верховье 143 м<sup>3</sup>/с, в среднем течении 230 м<sup>3</sup>/с, в нижнем (147 км от устья) 1150 м<sup>3</sup>/с; наибольший — в среднем течении — 10 300 м<sup>3</sup>/с, в низовьях — 10 520 м<sup>3</sup>/с. Характерны частые катастрофические разливы. Замерзает в ноябре, вскрывается в апреле.

### 1.1.3 Климатические условия

Проектируемая Лучегорская ГЭС расположена на территории Приморского края. Климат умеренный муссонный. Зима сухая и холодная с ясной погодой, на побережье часты оттепели. Весна продолжительная, с частыми колебаниями температуры. Лето тёплое и влажное, на летние месяцы приходится максимум количества осадков, в некоторых районах до 90 % годовой суммы. Случаются выходы тайфунов, наносящих порой огромный ущерб инфраструктуре и сельскому хозяйству. Осень тёплая, солнечная и сухая. Летом преобладают юго-восточные ветра с Тихого океана, а зимой северо-западные, приносящие холодную, но ясную погоду с континентальных районов.

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		9

### 1.1.4 Гидрологические особенности

Основные расходы воды в проектируемом створе:

- среднемноголетний – 955 м<sup>3</sup>/с;
- максимальный наблюденный – 3578 м<sup>3</sup>/с (1987 г.);
- расчётный расход паводка обеспеченностью 0,01% – 4943 м<sup>3</sup>/с и 0,1% – 5881 м<sup>3</sup>/с;
- отметка НПУ 107 м.

Кривая зависимости объёмов Лучегорского водохранилища от уровня верхнего бьефа представлены в таблице 1.1 и на рисунке 1.1.

Таблица 1.1–Координаты кривой объёмов Радинского водохранилища

Z, м	V, км <sup>3</sup>
48	0
59,5	1,6
67,7	3,1
74,2	4,7
79,7	6,2
84,6	7,8
88,9	9,4
92,9	10,9
96,5	12,5
99,9	14,0
103,1	15,6
106,1	17,2
109,0	18,7
111,7	20,3
114,3	21,8

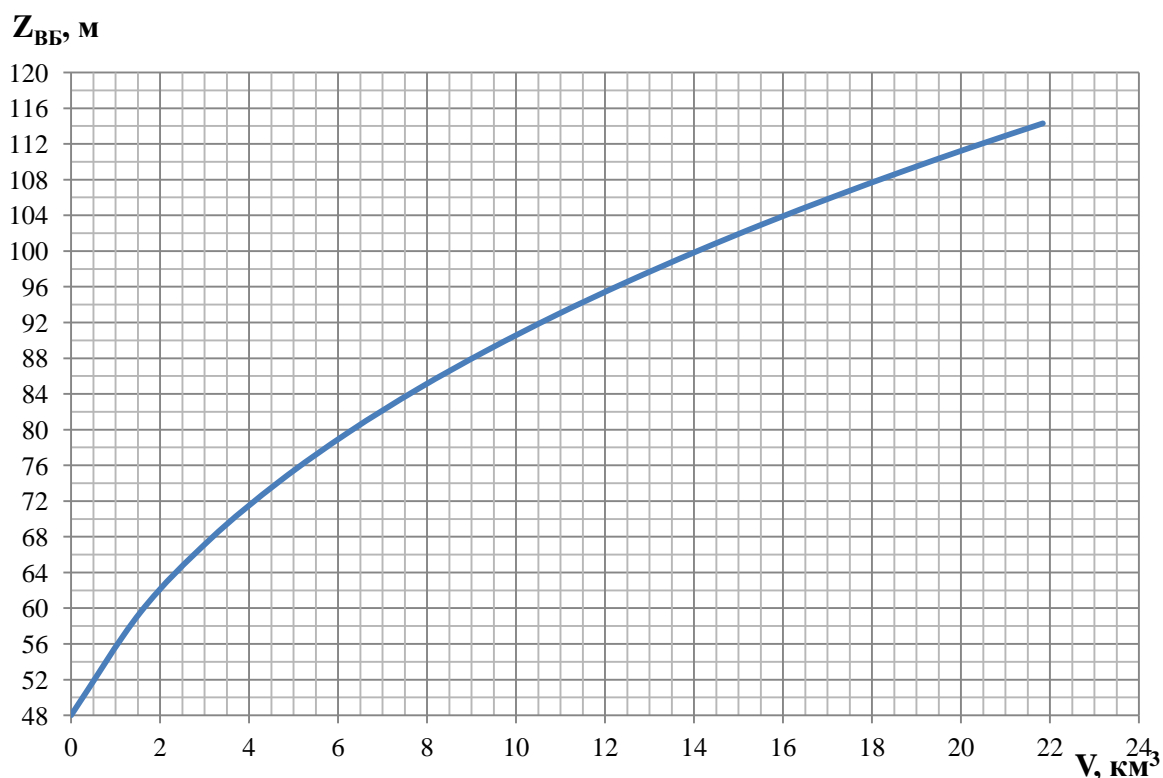


Рисунок 1.1 – Кривая зависимости объемов водохранилища от уровня верхнего бьефа

Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе ГЭС приведена в таблице 1.2 и на рисунке 1.2.

Таблица 1.2 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе ГЭС

$Z_{НБ}, м$	$Q_{лето}, м^3/с$	$Q_{зима}, м^3/с$
48	0	0
50,7	254	203
52,3	508	406
53,5	762	610
54,4	1016	813
55,2	1270	1016
55,9	1524	1219
56,5	1778	1422
57,0	2032	1626
57,5	2286	1829
58,0	2540	2032
58,4	2794	2235
58,7	3048	2438
59,1	3302	2642

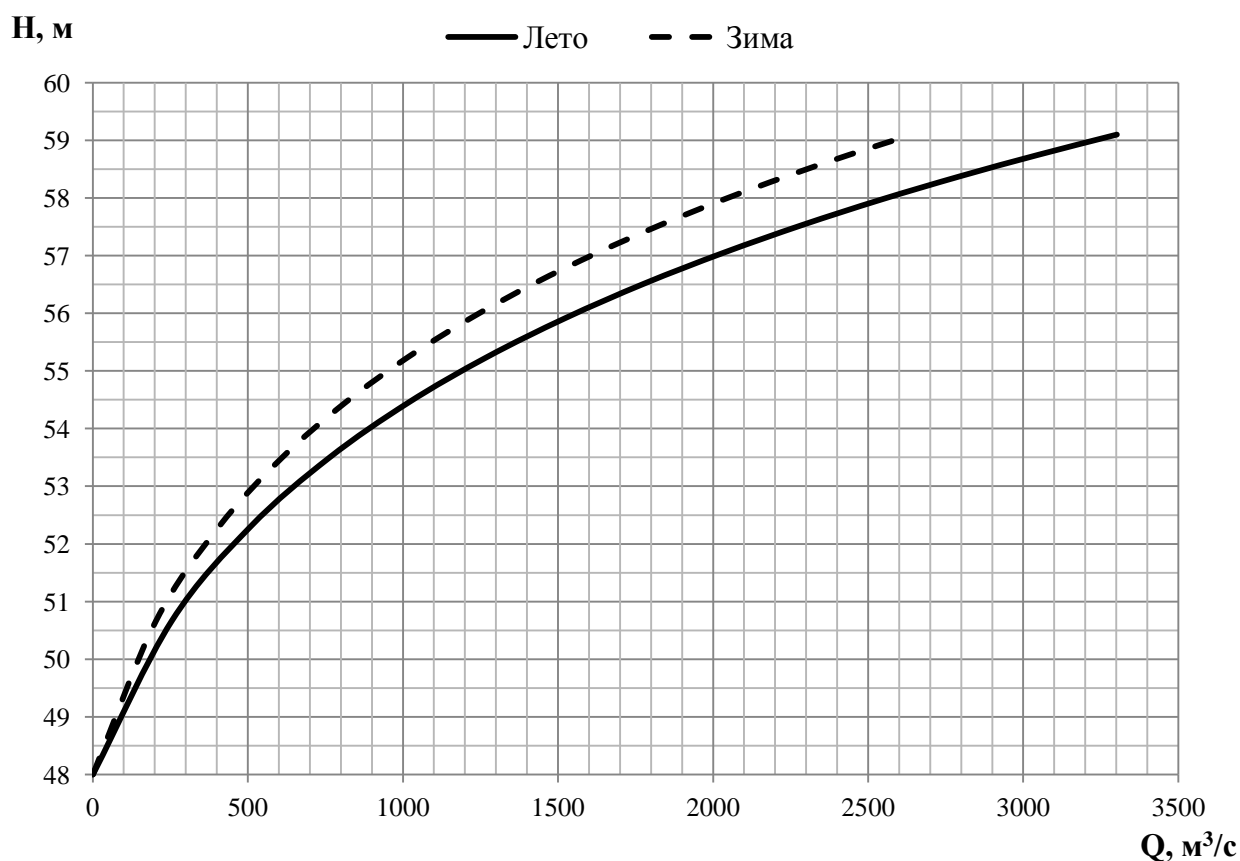


Рисунок 1.2 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе

Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе: 0,8.

Требования участников ВХК и потери воды приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Требования участников ВХК и потери воды

$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	Месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
ВХК	234	234	234	480	760	760	760	760	760	234	234	234
Потребление	3	3	3	3	3	5	5	5	5	5	3	3
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	0	0	0	0	2	3	5	5	4	0	0	0
Льдообразование	-9	-5	0	4	6	9	6	2	0	0	-4	-9

Расчетный гидрологический ряд наблюдений среднемесячных расходов воды ( $\text{м}^3/\text{с}$ ) р. Уссури в створе Лучегорской ГЭС с 1932 г. по 2013 г. представлен в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Гидрологический ряд наблюдений р. Уссури в створе Луче-горской ГЭС

Год	Межень			Половодье						Межень			Q <sub>ср.г.</sub> , м <sup>3</sup> /с
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1932	560	499	511	725	927	1274	1592	1633	743	676	475	470	840
1933	559	499	514	732	929	1276	1602	1631	756	674	474	473	843
1934	558	500	517	739	931	1278	1613	1628	768	671	473	475	846
1935	557	501	521	746	933	1280	1623	1626	781	669	472	477	849
1936	556	502	524	753	935	1282	1633	1624	793	667	471	479	852
1937	555	503	527	761	937	1284	1643	1622	806	664	470	481	855
1938	554	503	530	768	939	1286	1653	1620	819	662	469	483	857
1939	554	504	533	775	941	1288	1664	1618	831	660	468	486	860
1940	553	505	536	782	943	1290	1674	1616	844	658	468	488	863
1941	552	506	540	790	945	1291	1684	1614	857	655	467	490	866
1942	551	506	543	797	947	1293	1694	1612	869	653	466	492	869
1943	550	507	546	804	949	1295	1704	1609	882	651	465	494	871
1944	549	508	549	811	951	1297	1715	1607	895	649	464	497	874
1945	548	509	552	819	953	1299	1725	1605	907	646	463	499	877
1946	547	510	555	826	955	1301	1735	1603	920	644	462	501	880
1947	547	510	559	833	957	1303	1745	1601	933	642	461	503	883
1948	546	511	562	840	959	1305	1755	1599	945	639	460	505	886
1949	545	512	565	847	961	1307	1766	1597	958	637	459	507	888
1950	544	513	568	855	963	1309	1776	1595	971	635	458	510	891
1951	543	513	571	862	965	1310	1786	1592	983	633	457	512	894
1952	542	514	574	869	967	1312	1796	1590	996	630	456	514	897
1953	541	515	578	876	969	1314	1806	1588	1008	628	455	516	900
1954	523	589	553	769	799	1323	1520	1633	762	697	471	499	845
1955	524	584	559	784	813	1326	1551	1627	794	690	469	503	852
1956	525	579	564	799	827	1329	1582	1622	827	683	467	506	859
1957	525	574	570	814	842	1333	1613	1616	859	676	465	510	866
1958	526	569	575	830	856	1336	1644	1610	892	669	464	514	874
1959	527	564	581	845	870	1339	1675	1605	924	662	462	518	881
1960	528	560	586	860	885	1342	1707	1599	957	655	460	521	888
1961	529	555	591	875	899	1345	1738	1594	989	648	458	525	895
1962	530	550	597	890	914	1348	1769	1588	1022	641	457	529	903
1963	531	545	602	905	928	1351	1800	1583	1055	634	455	532	910
1964	532	540	608	920	942	1354	1831	1577	1087	627	453	536	917
1965	532	535	613	935	957	1357	1862	1572	1120	620	451	540	924
1966	533	530	619	950	971	1360	1893	1566	1152	613	450	544	932
1967	534	525	624	965	985	1364	1925	1560	1185	606	448	547	939
1968	594	583	500	1019	1476	1294	2376	1674	1161	655	542	374	1021
1969	745	605	945	1296	1342	1585	2457	1386	1647	762	485	655	1159
1970	410	443	500	599	922	1177	1121	1377	837	302	391	527	717
1971	378	400	459	634	872	1397	1283	1224	792	491	428	304	722
1972	313	356	635	734	768	1079	1715	963	936	454	384	515	738
1973	659	562	594	1015	1133	1584	3051	2304	1881	794	365	878	1235

Продолжение таблицы 1.4

Год	Месяц												Ср.г., м³/с
	Межень			Половодье						Межень			
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1974	292	292	581	922	909	949	1809	1557	1215	504	384	480	824
1975	670	508	999	1058	1479	2106	3105	2214	1467	674	422	842	1295
1976	659	540	608	756	1184	1484	2147	981	1656	498	504	573	966
1977	324	562	540	1080	783	1163	1242	1008	1512	284	277	433	767
1978	745	518	716	1073	1559	1693	2228	2124	2313	668	473	667	1231
1979	875	616	567	1692	1699	1313	2484	1395	1647	510	460	831	1174
1980	454	464	918	878	1334	1156	3200	1413	2061	473	529	761	1137
1981	475	540	797	1512	1071	1040	2268	1836	1476	655	334	410	1034
1982	896	562	1148	1283	1440	1994	2700	2466	2043	863	743	772	1409
1983	313	346	527	821	836	1264	1796	936	1035	328	252	339	733
1984	626	454	743	1678	1595	1583	3429	1368	2205	529	561	620	1282
1985	454	346	662	1044	986	1338	1944	1242	1602	384	258	573	903
1986	432	346	459	1166	1004	1301	2133	1125	1206	340	378	550	870
1987	659	1015	1094	1359	1634	1987	3578	2826	1647	573	586	620	1465
1988	389	356	608	1224	1143	1035	2403	1566	1818	510	403	644	1008
1989	281	324	581	706	812	1100	1391	1053	684	397	340	491	680
1990	626	432	554	850	1019	991	2093	1197	1629	359	284	737	897
1991	270	346	527	907	806	1010	1256	702	693	265	195	363	611
1992	421	680	716	907	1309	1269	1580	1962	1134	391	428	398	933
1993	540	745	959	1181	1251	1771	3578	1750	1890	630	548	608	1288
1994	313	464	513	655	1094	796	2255	1134	1044	410	296	374	779
1995	346	648	608	1375	1149	1198	2093	1278	1449	567	504	632	987
1996	756	842	837	1120	1575	1944	2970	1962	2853	1030	951	536	1448
1997	400	367	392	1181	972	859	1215	1107	1260	422	252	585	751
1998	605	799	689	1087	1224	1294	3308	2277	2493	630	473	948	1319
1999	724	648	878	1692	990	1005	2862	2124	1584	731	302	679	1185
2000	486	626	1067	1879	1052	2102	2903	1503	1818	718	365	819	1278
2001	367	400	783	1166	890	1028	1458	900	891	365	246	562	755
2002	572	767	527	1181	1081	1988	2066	1791	1143	718	504	597	1078
2003	486	313	513	1030	721	1184	1782	1152	1044	359	227	468	773
2004	508	572	513	1058	616	1212	1823	1053	1206	410	384	374	811
2005	410	410	419	634	896	895	1283	1017	1071	258	202	316	651
2006	421	637	689	1303	1093	903	2646	1431	1665	410	498	456	1013
2007	410	497	743	1044	1103	2051	2376	1440	1800	655	347	538	1084
2008	464	572	932	1274	1443	1453	1796	1368	1782	416	466	807	1064
2009	572	389	486	1231	729	1477	1904	1593	1359	680	466	702	966
2010	616	1026	1188	1361	1099	1906	3132	1692	2286	889	655	573	1369
2011	454	378	729	1008	843	1527	1823	1665	1215	517	428	468	921
2012	523	610	872	1192	1050	1676	2417	1690	1898	597	516	698	1145
2013	530	621	904	1205	1065	1718	2485	1742	1980	614	536	720	1177
Ср.мес.	524	530	639	986	1029	1356	2005	1553	1255	587	442	549	955



- нагрузочный резерв энергосистемы 1,5%;
- аварийный резерв энергосистемы 7%.

Суточные графики нагрузки Приморского РДУ за лето и зиму представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Суточные графики нагрузки Приморского РДУ за лето и зиму

Лето		Зима	
Время Мск	Мощность генерации, МВт	Время Мск	Мощность генерации, МВт
0:00	659	0:00	1200
1:00	713	1:00	1250
2:00	755	2:00	1286
3:00	792	3:00	1318
4:00	792	4:00	1306
5:00	809	5:00	1299
6:00	794	6:00	1255
7:00	797	7:00	1214
8:00	775	8:00	1180
9:00	765	9:00	1183
10:00	784	10:00	1207
11:00	791	11:00	1226
12:00	779	12:00	1305
13:00	798	13:00	1297
14:00	787	14:00	1279
15:00	791	15:00	1246
16:00	777	16:00	1249
17:00	748	17:00	1171
18:00	685	18:00	1124
19:00	659	19:00	1128
20:00	643	20:00	1075
21:00	632	21:00	1103
22:00	621	22:00	1117
23:00	645	23:00	1142



## 2 Водно-энергетический расчёт

### 2.1 Гидрологические расчёты

Рассчитаем коэффициент зарегулированности стока

$$\beta = \frac{V_{\text{ПОЛЕЗНЫЙ}}}{\bar{W}}, \quad (2.1)$$

где  $V_{\text{ПОЛЕЗНЫЙ}}$  – полезный объём водохранилища;  
 $\bar{W}$  – среднегодовое количество стока в заданном створе.

Для вычисления полезного объёма водохранилища, зададим приближенное значение уровня мёртвого объёма (УМО) водохранилища. На начальном этапе принимаем, что УМО соответствует снижению УВБ на 35%, т.е.

$$H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 107,0 - 48,0 = 59,0 \text{ м}; \quad (2.2)$$

$$\Delta H = 35\%H = 0,35 \cdot 59,0 = 20,6 \text{ м}; \quad (2.3)$$

$$\nabla_{\text{УМО}} = \nabla_{\text{УВБ}} - \Delta H = 107,0 - 20,6 = 86,4 \text{ м}, \quad (2.4)$$

тогда полезный объём

$$V_{\text{ПОЛЕЗНЫЙ}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 17,6 - 8,4 = 9,2 \text{ км}^3, \quad (2.5)$$

где  $V_{\text{НПУ}}$  – объём водохранилища при НПУ;  
 $V_{\text{УМО}}$  – объём водохранилища при УМО. Определены по кривой связи объёма водохранилища и уровней верхнего бьефа (рисунок 1.1).

Определим среднегодовое количество стока

$$\bar{W} = 955 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600 \cdot 10^{-9} = 30,1 \text{ км}^3.$$

Коэффициент зарегулированности стока равен

$$\beta = \frac{9,2}{30,1} = 0,306,$$

что соответствует годовому регулированию стока реки.

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		17

## 2.2 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов разделим год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Считаем, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу, тогда остальные месяцы составят маловодный период (рисунок 1.4). Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья.

К периоду половодья относятся *IV, V, VI, VII, VIII* и *IX* месяца.

К периоду межени относятся *X, XI, XII, I, II* и *III* месяца.

Определив границы сезонов, для всех лет ряда вычисляем средние расходы за год, лимитирующий сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания и по формуле (2.6) вычисляем обеспеченности. Результаты представлены в таблице 2.1.

Кривые обеспеченности определяются по формуле

$$P = \frac{m}{n + 1} \cdot 100\%, \quad (2.6)$$

где  $m$  - порядковый номер члена ряда расходов, ранжированного в убывающем порядке;

$n$  - общее число членов ряда, в нашем случае  $n = 82$ .

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаем равными 90% и 50% соответственно.

При заданной расчетной обеспеченности по кривой среднегодовых расходов определим соответствующий расчетный год и гидрограф. Проверим выполнение критерия одинаковой обеспеченности выбранного расчетного года по трем кривым, т.е. на трех кривых должен фигурировать один и тот же год. В противном случае необходимо выполнить приведение расчетного года к заданной обеспеченности посредством коэффициента приведения (корректировки).

Таблица 2.1 – Данные для построения кривых обеспеченности

Кривая обеспеченности							
m	P, %	среднегодовой		среднеполов.		среднемеж.	
		годы	Q <sub>ср.год</sub>	годы	Q <sub>ср.пол</sub>	годы	Q <sub>ср.меж</sub>
1	1,2	1987	1465	1987	2172	1982	831
2	2,4	1996	1448	1996	2071	1996	825
3	3,6	1982	1409	1982	1988	2010	825

Продолжение таблицы 2.1

Кривая обеспеченности							
m	P, %	среднегодовой		среднеполов.		среднемеж.	
		годы	Qср.год	годы	Qср.пол	годы	Qср.меж
4	4,8	2010	1369	1984	1976	1987	758
5	6,0	1998	1319	1998	1947	1969	700
6	7,2	1975	1295	2010	1913	1998	690
7	8,4	1993	1288	1975	1905	1975	686
8	9,6	1984	1282	1993	1903	2000	680
9	10,8	2000	1278	2000	1876	1993	672
10	12,0	1973	1235	1978	1832	1999	660
11	13,3	1978	1231	1973	1828	2013	654
12	14,5	1999	1185	1999	1710	1979	643
13	15,7	2013	1177	1979	1705	1973	642
14	16,9	1979	1174	2013	1699	2012	636
15	18,1	1969	1159	1980	1674	1978	631
16	19,3	2012	1145	2012	1654	2002	614
17	20,5	1980	1137	2007	1636	2008	610
18	21,7	2007	1084	1969	1619	1980	600
19	22,9	2002	1078	2002	1542	1984	589
20	24,1	2008	1064	1981	1534	1976	564
21	25,3	1981	1034	1988	1532	1954	555
22	26,5	1968	1021	2008	1519	1955	555
23	27,7	2006	1013	2006	1507	1956	554
24	28,9	1988	1008	1968	1500	1957	553
25	30,1	1995	987	1995	1424	1958	553
26	31,3	1976	966	2009	1382	1959	552
27	32,5	2009	966	1976	1368	1960	552
28	33,7	1967	939	1992	1360	1961	551
29	34,9	1992	933	1985	1359	1995	551
30	36,1	1966	932	2011	1347	1962	550
31	37,3	1965	924	1967	1331	1963	550
32	38,6	2011	921	1986	1323	2009	549
33	39,8	1964	917	1966	1316	1964	549
34	41,0	1963	910	1965	1300	1965	549
35	42,2	1962	903	1990	1296	1966	548
36	43,4	1985	903	1964	1285	1967	547
37	44,6	1953	900	1963	1270	1968	541
38	45,8	1990	897	1953	1260	1953	539
39	47,0	1952	897	1952	1255	1952	538
40	48,2	1961	895	1962	1255	1950	538

Продолжение таблицы 2.1

Кривая обеспеченности							
m	P, %	среднегодовой		среднеполов.		среднемеж.	
		годы	Qср.год	годы	Qср.пол	годы	Qср.меж
41	49,4	1951	894	1951	1250	1951	538
42	50,6	1950	891	1950	1245	1949	537
43	51,8	1949	888	1961	1240	1948	537
44	53,0	1960	888	1949	1239	1947	537
45	54,2	1948	886	1948	1234	1946	536
46	55,4	1947	883	1947	1229	1945	536
47	56,6	1959	881	1974	1227	1944	536
48	57,8	1946	880	1960	1225	1943	536
49	59,0	1945	877	1946	1223	1942	535
50	60,2	1944	874	1945	1218	1981	535
51	61,4	1958	874	1944	1213	1941	535
52	62,7	1943	871	1959	1210	1940	535
53	63,9	1986	870	1943	1207	1939	534
54	65,1	1942	869	1942	1202	1938	534
55	66,3	1957	866	1941	1197	1937	534
56	67,5	1941	866	1958	1195	1936	533
57	68,7	1940	863	1940	1191	1935	533
58	69,9	1939	860	1939	1186	1934	533
59	71,1	1956	859	1938	1181	1933	532
60	72,3	1938	857	1957	1180	1932	532
61	73,5	1937	855	1937	1175	2007	532
62	74,7	1955	852	1936	1170	2006	518
63	75,9	1936	852	1935	1165	1992	506
64	77,1	1935	849	1956	1164	1990	499
65	78,3	1934	846	1994	1163	2011	496
66	79,5	1954	845	2004	1161	1988	485
67	80,7	1933	843	1934	1160	2004	460
68	81,9	1932	840	1933	1154	2001	454
69	83,1	1974	824	2003	1152	1985	446
70	84,3	2004	811	1955	1149	1972	443
71	85,5	1994	779	1932	1149	1970	429
72	86,7	2003	773	1954	1134	1974	422
73	88,0	1977	767	1977	1131	1986	417
74	89,2	2001	755	1983	1115	1971	410
75	90,4	1997	751	1997	1099	1977	403
76	91,6	1972	738	2001	1056	1997	403
77	92,8	1983	733	1971	1034	1989	402
78	94,0	1971	722	1972	1032	1994	395

Продолжение таблицы 2.1

Кривая обеспеченности							
m	P, %	среднегодовой		среднеполов.		среднемеж.	
		годы	Q <sub>ср.год</sub>	годы	Q <sub>ср.пол</sub>	годы	Q <sub>ср.меж</sub>
79	95,2	1970	717	1970	1005	2003	394
80	96,4	1989	680	2005	966	1983	351
81	97,6	2005	651	1989	957	2005	336
82	98,8	1991	611	1991	895	1991	327

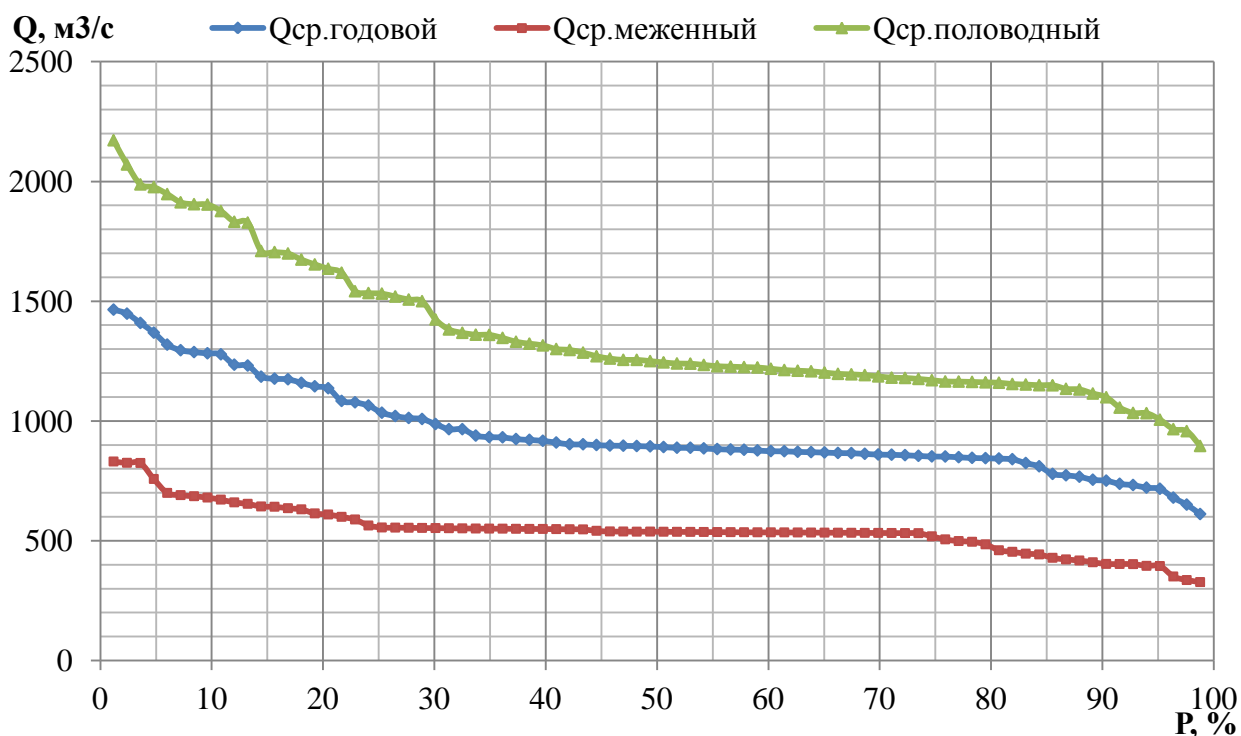


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

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

Для заданной расчетной обеспеченности 50% по таблице 2.1 (где ранжированы в порядке убывания расходы и указан соответствующий каждому расходу год) расчётный средневодный год не совпадает с обеспеченностью среднеполоводного и среднемеженного годов. По кривой обеспеченности годовых расходов и по таблице 2.1 определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1951 и 1950 годы. Вычисляем коэффициент приведения для половодья и межени

1951 г.

$$K_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{пол}1951}}{Q_{\text{пол}1951}} = 1; \quad (2.7)$$

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{меж}1951}}{Q_{\text{меж}1951}} = 1. \quad (2.8)$$

1950 г.

$$K_{\text{пол}} = K_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{пол}1950}}{Q_{\text{пол}1950}} = 1;$$

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{меж}1949}}{Q_{\text{меж}1950}} = \frac{537}{538} = 0,998.$$

В качестве расчётного средневодного года принимаем 1951 г, т.к. его коэффициенты приведения по межени и половодью равны единице.

### 2.2.2 Выбор маловодного года (P=90%)

Для заданной расчётной обеспеченности 90% по таблице 2.1 расчётный маловодный год не совпадает с обеспеченностью среднеполоводного и среднемеженного годов. По кривой обеспеченности годовых расходов и по таблице 2.1 определяем ближайшие годы справа и слева от расчётной обеспеченности 90%: 2001 и 1997 годы. Вычисляем коэффициент приведения для половодья и межени

2001 г.

$$K_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{пол}1983}}{Q_{\text{пол}2001}} = \frac{1115}{1056} = 1,06;$$

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{меж}1971}}{Q_{\text{меж}2001}} = \frac{410}{454} = 0,90.$$

1997 г.

$$K_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{пол}1997}}{Q_{\text{пол}1997}} = 1;$$

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{меж}1997}}{Q_{\text{меж}1997}} = 1.$$

В качестве расчётного маловодного года принимаем 1997г, т.к. его коэффициенты приведения по межени и половодью равны единице.

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		22

Выбрав окончательно расчётные гидрографы средневодного и маловодного годов, необходимо уточнить годовой сток, умножив среднемесячные расходы на вычисленные выше коэффициенты.

Результаты представлены в таблице 2.2 и 2.3.

Графики расчётных гидрографов с приведением и корректировкой представлены на Рисунке 2.2.

Таблица 2.2 – Расчётные гидрографы средневодного и маловодного годов

Q	Месяц											
	Межень			Половодье						Межень		
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	543	513	571	862	965	1310	1786	1592	983	633	512	457
$Q_i^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	400	367	392	1181	972	859	1215	1107	1260	422	585	252

Таблица 2.3 – Расчётные гидрографы средневодного и маловодного годов с приведением и корректировкой

Q	Месяц											
	Межень			Половодье						Межень		
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	543	513	571	862	965	1310	1786	1592	983	633	512	457
$Q_i^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	400	367	392	<b>862</b>	<b>965</b>	<b>1185</b>	<b>1492</b>	1107	<b>983</b>	585	422	252

В месяцах, выделенным жирным шрифтом, была произведена корректировка, в месяцах, выделенным курсивом, был произведен обмен расходами.

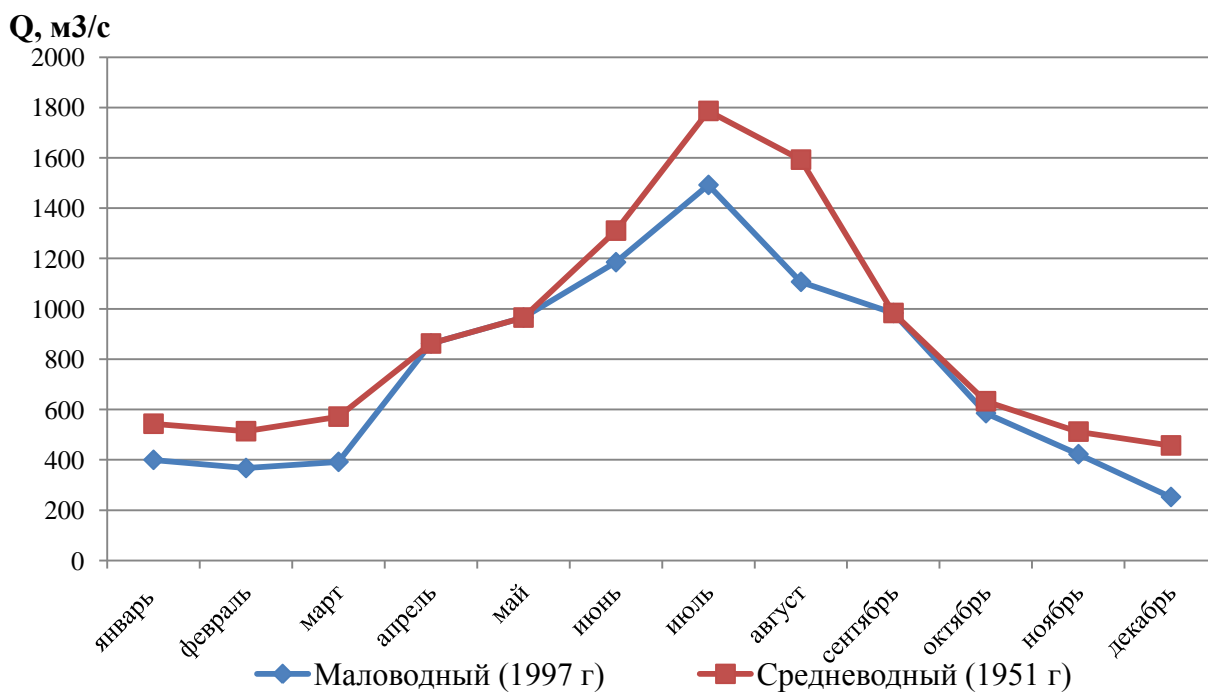


Рисунок 2.2 – Графики расчётных гидрографов с приведением и корректировкой

## 2.3 Обработка данных по энергосистеме

### 2.3.1 Построение суточных графиков нагрузки

Рассмотрим суточные графики нагрузки для двух периодов: летнего и зимнего. Расчёты координат ИКН представлены в таблице 2.4 и 2.5.

Таблица 2.4 – Суточный график нагрузки энергосистемы для летнего периода

Часы	Р ген, МВт	Р ранж, МВт	$\Delta P$ , МВт	$\Delta \mathcal{E}$ , млн.кВт*ч	Р, МВт	$\mathcal{E}$ , млн.кВт*ч
0	659	809	0	0	0	0
1	713	798	12	12	12	12
2	755	797	1	1	12	13
3	792	794	3	9	15	22
4	792	792	2	7	17	29
5	809	792	0	2	17	31
6	794	791	1	4	18	35
7	797	791	0	2	18	37
8	775	787	4	29	22	66
9	765	784	3	26	25	92
10	784	779	6	58	31	150
11	791	777	2	19	32	169
12	779	775	1	17	34	186
13	798	765	11	138	44	324
14	787	755	10	139	54	463
15	791	748	7	105	61	568
16	777	713	35	553	96	1121
17	748	685	28	480	124	1601
18	685	659	26	461	150	2062
19	659	659	0	9	150	2071
20	643	645	14	275	164	2346
21	632	643	2	46	166	2392
22	621	632	11	239	177	2631
23	645	621	11	261	188	2892
24			621	14899	809	17791

Таблица 2.5 – Суточный график нагрузки энергосистемы для зимнего периода

Часы	Р ген	Р ранж	$\Delta P$	$\Delta \mathcal{E}$	Р	$\mathcal{E}$
0	1200	1318	0	0	0	0
1	1250	1306	12	12	12	12
2	1286	1305	0	0	12	13
3	1318	1299	7	20	19	33
4	1306	1297	2	8	21	41





$$b = \frac{P_3^{max} - P_l^{max}}{2} = \frac{809 - 1318}{2} = 254 \text{ МВт}, \quad (2.11)$$

где  $P_l^{max}$  – максимальное значение нагрузки летнего периода;  
 $P_3^{max}$  – максимальное значение нагрузки зимнего периода.  
 Тогда максимальная нагрузка энергосистемы

$$P_t^{max} = 1063 + 254 \cdot \cos\left(|30^\circ t - 15^\circ| \cdot \frac{\pi}{180^\circ}\right).$$

Среднемесячная нагрузка энергосистемы

$$\bar{P}_{cp} = \gamma \cdot P_t^{max} = \frac{P_l^{max}}{P_3^{max}} \cdot P_t^{max} = \frac{809}{1318} \cdot P_t^{max} = 0,614 \cdot P_t^{max}. \quad (2.12)$$

Результаты расчёта максимальной и среднемесячной нагрузки энергосистемы представлены в таблице 2.6 и на рисунке 2.5.

Таблица 2.6 – Максимальная и среднемесячная нагрузка энергосистемы

Месяц	$\cos$	$P^{max}$ , МВт	$\bar{P}_{cp}$ , МВт
1	0,9659	1308	803
2	0,7071	1243	763
3	0,2589	1129	693
4	-0,2588	997	612
5	-0,7071	883	543
6	-0,9659	818	502
7	-0,9660	818	502
8	-0,7072	883	542
9	-0,2589	997	612
10	0,2587	1129	693
11	0,7070	1243	763
12	0,9659	1308	803

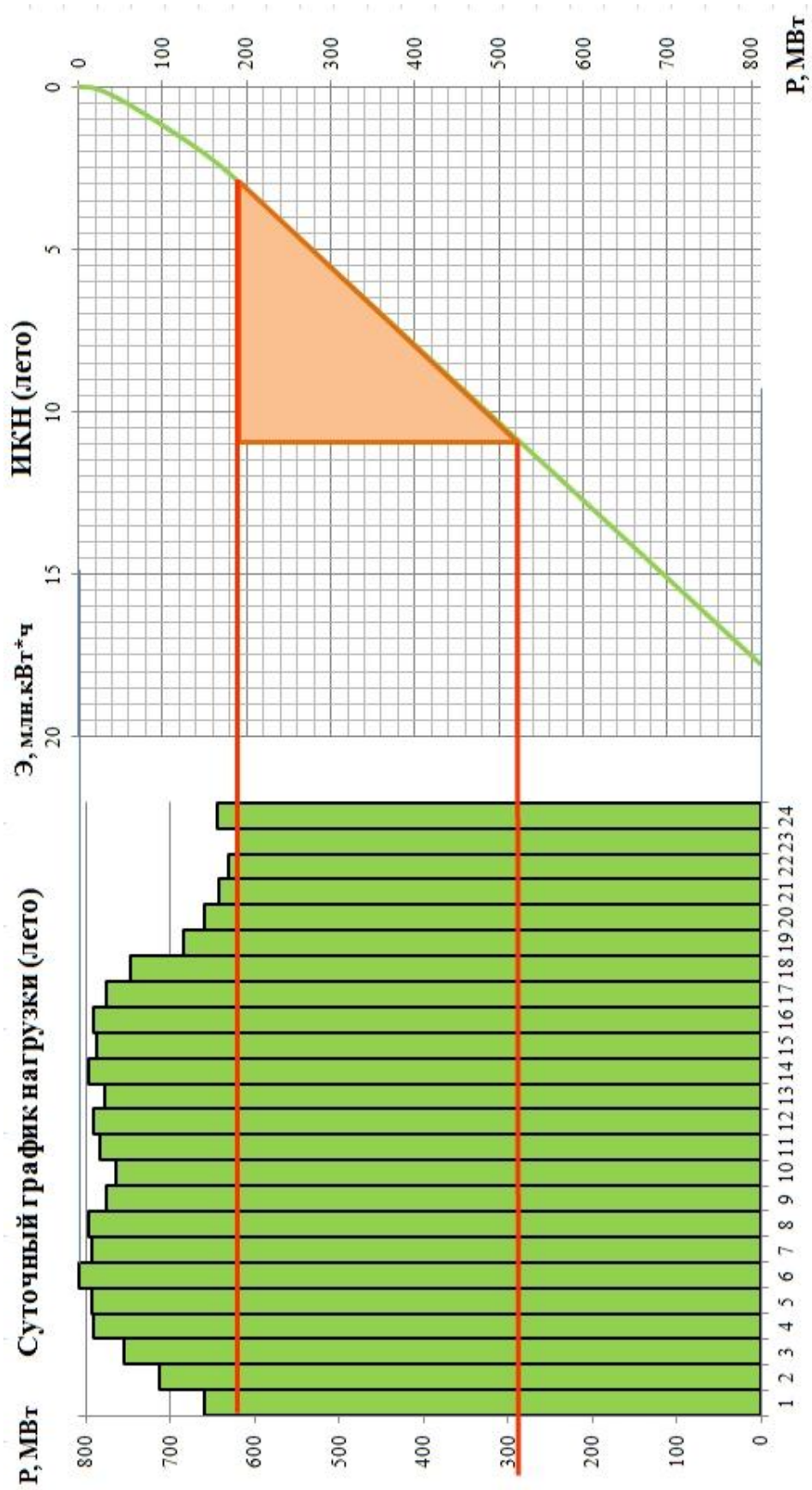


Рисунок 2.3 – Суточный график нагрузки и ИКН летнего периода

Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата
-----	------	----------	------	------

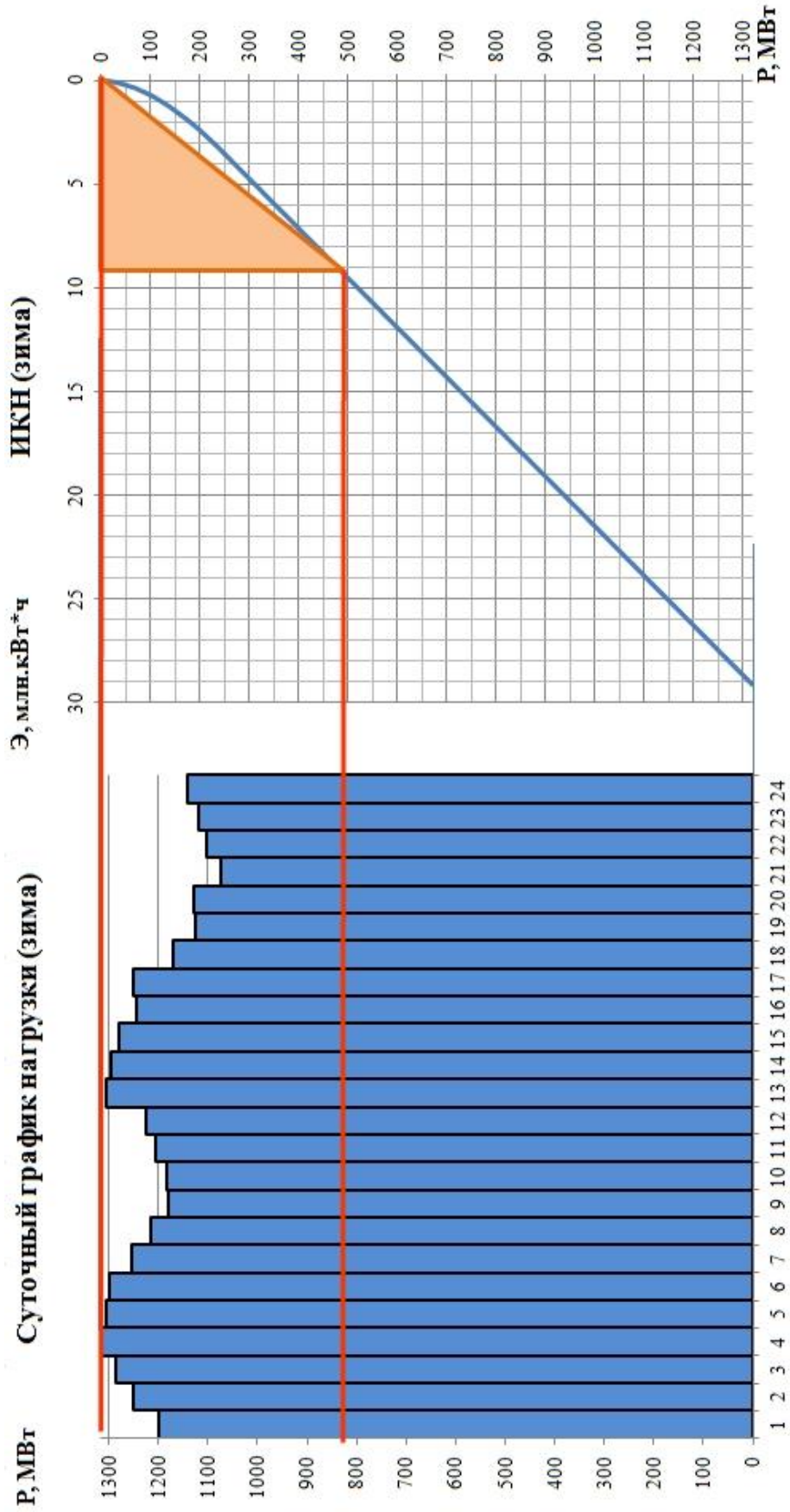


Рисунок 2.4 – Суточный график нагрузки и ИКН зимнего периода

Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата
-----	------	----------	------	------

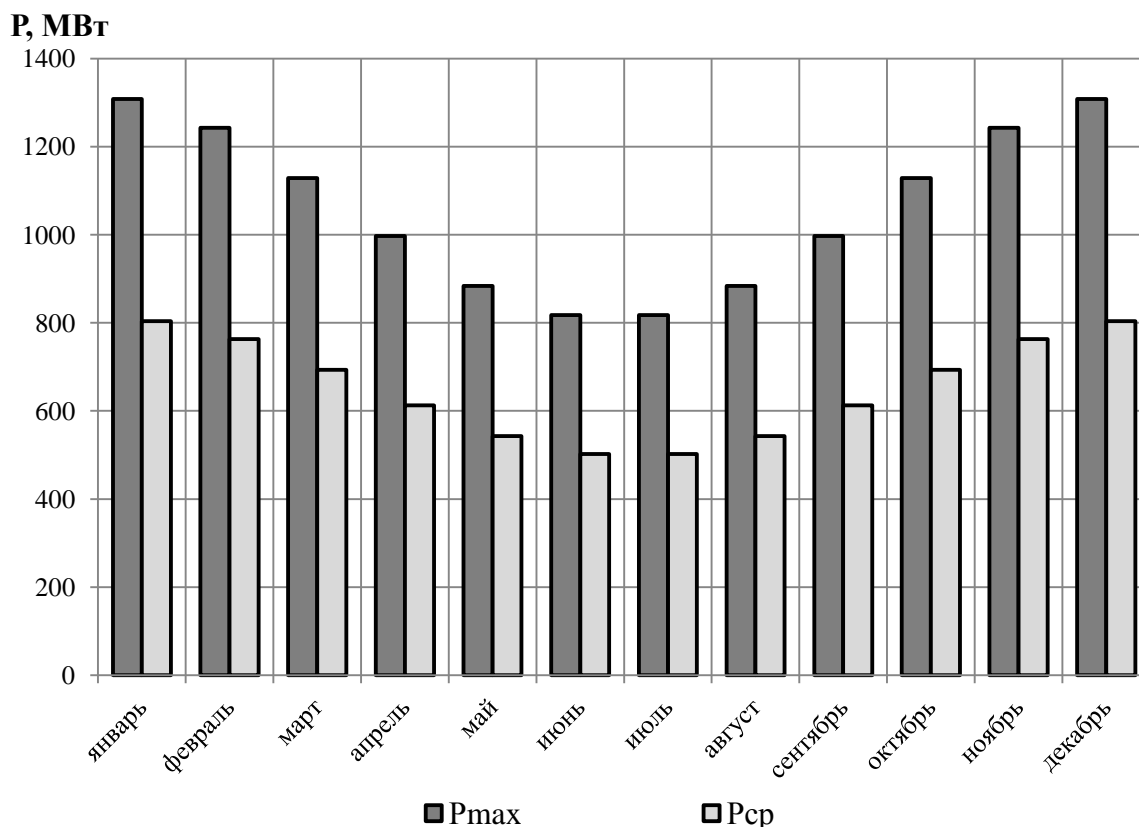


Рисунок 2.5 – Годовой график максимальной и среднемесячной нагрузки энергосистемы

## 2.4 Выбор установленной мощности на основе водно-энергетического расчёта

### 2.4.1 Перераспределение стока с половодного периода на зимний период

В процессе перераспределения стока, в зависимости от того, какой объём воды удастся аккумулировать в водохранилище, определим, в том числе, гарантированную энергоотдачу для января, декабря.

Определение гарантированной энергоотдачи по условиям маловодного года проводится поэтапно. Сначала на графике среднемесячных мощностей обозначается зона работы существующей в энергосистеме ГЭС. Ниже вписываются два режима работы проектируемой ГЭС:

- 1) работа ГЭС на бытовом стоке при УВБ равном НПУ;
- 2) работа ГЭС исключительно по требованиям ВХК.

Для выбранного расчётного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляются мощности на бытовом стоке для каждого месяца

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_{пр} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.11)$$

где  $k_N = 9,1$  - коэффициент мощности;

$Q_i^{пр90\%}$  - бытовой расход расчетного маловодного года;

$H_{ГЭС}^{подв}$  - подведенный напор ГЭС.

Подведенный напор определяется, как

$$H_{ГЭС}^{подв} = Z_{ВБ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h, \quad (2.12)$$

где  $Z_{ВБ}$  - отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ = 107,0 м;

$Z_{НБ}(Q_{НБ}(t))$  - уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривым связи;

$\Delta h = 0,5$  м – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.13)$$

где  $k_N, H_{ГЭС}^{подв}$  – то же, что и в формуле (2.11);

$Q_{ВХК}$  - расход воды по требованиям участников ВХК.

Результаты расчетов сведены в таблицы 2.7 и 2.8.

Таблица 2.7 – Оценка работы по водотоку

Показатель	Месяц											
	Зима				Лето						Зима	
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	400	367	392	862	965	1185	1492	1107	983	585	422	252
$Q_{потр}, \text{ м}^3/\text{с}$	3	3	3	3	3	5	5	5	5	5	3	3
$Q_{ф}, \text{ м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{исп}, \text{ м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	2	3	5	5	4	0	0	0
$Q_{лéd}, \text{ м}^3/\text{с}$	9	5	0	-4	-6	-9	-6	-2	0	0	4	9
$\Sigma Q_{пот}, \text{ м}^3/\text{с}$	13	9	4	0	0	0	5	9	10	6	8	13
$Q_{пол}, \text{ м}^3/\text{с}$	387	358	388	862	965	1185	1487	1098	973	579	414	239
$Z_{ВБ}, \text{ м}$	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107
$Z_{НБ}, \text{ м}$	52,2	52,0	52,2	54,6	54,3	55,0	55,8	54,7	54,3	52,7	52,4	51,0
$H, \text{ м}$	54,3	54,5	54,3	51,8	52,2	51,5	50,7	51,8	52,2	53,8	54,1	55,5
$N_{быт}, \text{ МВт}$	191	178	192	407	459	556	686	518	462	284	204	121

Таблица 2.8 – Оценка работы по требованиям ВХК

Показатель	Месяц											
	Зима				Лето						Зима	
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{ВХК}, \text{м}^3/\text{с}$	234	234	234	480	760	760	760	760	760	234	234	234
$Z_{ВБ}, \text{м}$	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107
$Z_{НБ}, \text{м}$	50,9	50,9	50,9	52,8	53,5	53,5	53,5	53,5	53,5	50,5	50,9	50,9
$H, \text{м}$	55,6	55,6	55,6	53,7	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	56,0	55,6	55,6
$N_{ВХК}, \text{МВт}$	118	118	118	235	367	367	367	367	367	119	118	118

В зимнее время  $N_{ВХК} > N_{быт}$ , поэтому, необходимо увеличить зимнюю энергоотдачу сверх бытовой, что может быть достигнуто за счет сработки водохранилища. Избыток бытовой мощности распределяем на январь и декабрь. Результат сравнения двух режимов и распределения представлен в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Сравнение двух режимов работы

$N, \text{МВт}$	Месяц												$\Sigma$
	Зима				Лето						Зима		
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
$N_{быт}$	191	178	192	407	459	556	686	518	462	284	204	121	4255
$N_{ВХК}$	118	118	118	235	367	367	367	367	367	119	118	118	2778
$N_{быт} - N_{ВХК}$	73	59	73	172	92	189	319	151	96	164	86	2	1477
$N_{гар}$	415	374	305	235	367	367	367	367	367	305	374	415	4255

В данном случае этих излишек хватило на выдачу гарантированной мощности в шести месяцах: январь и декабрь по 415 МВт, февраль и ноябрь по 374 МВт, март и октябрь по 305 МВт. В месяцы, не попавшие под регулирование, работаем по мощности ВХК.

#### 2.4.2 Водно-энергетический расчёт

Сработка водохранилища начинается с первого месяца, следующего за половодьем (ноябрь), когда мы вынуждены использовать воду из водохранилища на покрытие требований ВХК.

Сработка водохранилища производится от отметки НПУ. Методом последовательных итераций определяется отметка ВБ в конце месячного интервала, при которой использованной из водохранилища воды будет достаточно для выработки заданной мощности. Конечная отметка ВБ текущего месяца является начальной для расчета режима следующего месяца.

После расчета полного годового цикла сработки – наполнения водохранилища отметка водохранилища должна соответствовать НПУ (107,0м). Если после завершения полного цикла отметка НПУ не достигнута, либо превышена, необходимо произвести корректировку.

Полезный бытовой приток

$$Q_{\text{пол}} = Q_{\text{БЫТ}} - Q_{\text{Ф}} - Q_{\text{ИСП}} - Q_{\text{Л}}, \quad (2.14)$$

где  $Q_{\text{БЫТ}}$  – бытовой расход реки;  
 $Q_{\text{Ф}}$  – потери расхода на фильтрацию;  
 $Q_{\text{ИСП}}$  – потери расхода на испарение;  
 $Q_{\text{Л}}$  – потери на ледообразование.  
 Расход воды в нижний бьеф

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{Ф}}, \quad (2.15)$$

где  $Q_{\text{ГЭС}}$  – расход через гидроагрегаты;  
 $Q_{\text{Ф}}$  – то же, что и в формуле (2.14).  
 Приращение объема водохранилища

$$\pm \Delta V_{\text{в}} = \pm Q_{\text{ВДХ}} \cdot \Delta t, \quad (2.16)$$

где  $\Delta t$  - число секунд в месяце;  
 $Q_{\text{ВДХ}}$  - расход воды из водохранилища.  
 Расход воды через ГЭС

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пол}} + Q_{\text{ВДХ}}, \quad (2.17)$$

где  $Q_{\text{пол}}$  - то же, что и в формуле (2.14);  
 $Q_{\text{ВДХ}}$  - то же, что и в формуле (2.16)

Уровень воды в водохранилище, соответствующий объему ВБ, определяется по кривой связи объемов и уровней в ВБ  $Z_{\text{ВБ}} = Z_{\text{ВБ}}(V_{\text{ВБ}})$ . Средний уровень ВБ

$$Z_{\text{ВБ ср}} = \frac{(Z_{\text{ВБ}}^{\text{Н}} + Z_{\text{ВБ}}^{\text{К}})}{2}. \quad (2.18)$$

Уровень нижнего бьефа, соответствующий расходу в нижний бьеф гидроузла, определяется по кривой связи расходов и уровней в НБ  $Z_{\text{НБ}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$ .

Напор ГЭС

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		32





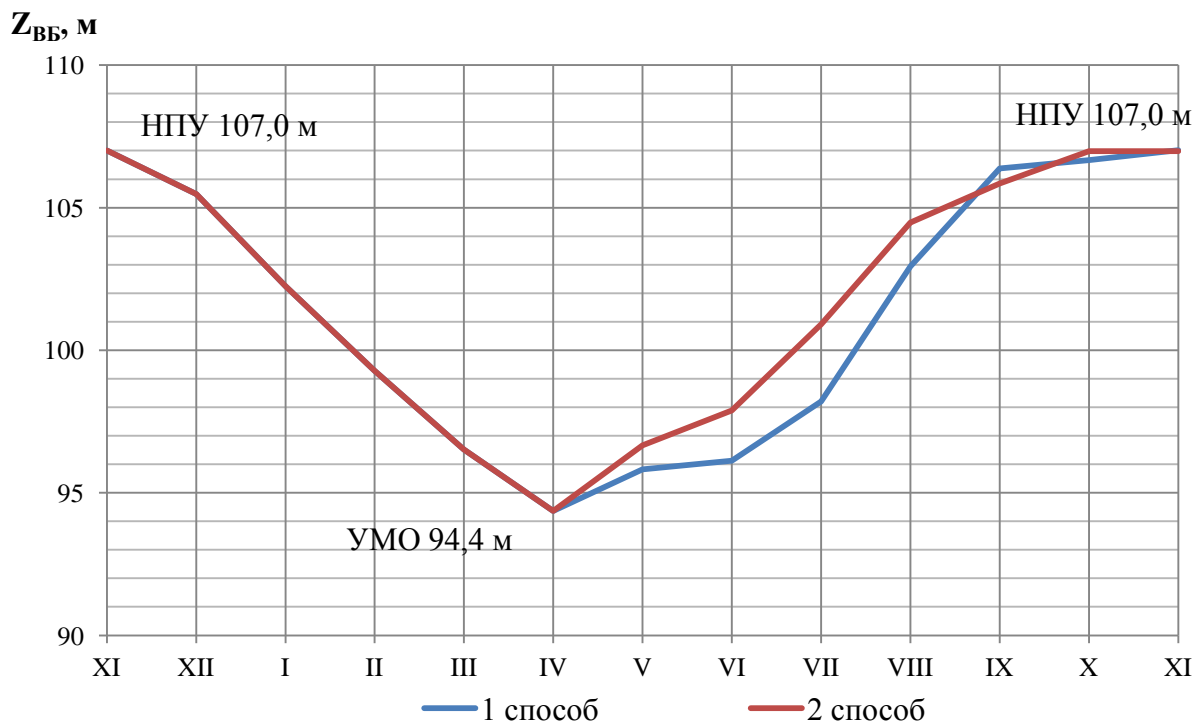


Рисунок 2.8 – График сработки-наполнения водохранилища в среднем-водном году

Таблица 2.10 – Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в маловодном году

Месяц	Расходы, м <sup>3</sup> /с						Объёмы, км <sup>3</sup>						УВБ, м			N, МВт	N <sub>гар</sub> , МВт
	Q <sub>быт</sub>	Q <sub>ф</sub>	Q <sub>пол</sub>	Q <sub>в.хр.</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>ВХК</sub>	Q <sub>НБ</sub>	V <sub>нач</sub>	ΔV	V <sub>кон</sub>	Z <sub>нач</sub>	Z <sub>кон</sub>	Z <sub>ср</sub>	Z <sub>НБ</sub> , м	H <sub>ГЭС</sub> , м		
XI	422	1	414	303	717	234	718	17,62	0,79	16,83	107,0	105,5	106,2	53,3	52,4	342	342
XII	252	1	239	624	863	234	864	16,83	1,67	15,16	105,5	102,2	103,9	54,6	48,7	383	383
I	400	1	387	541	928	234	929	15,16	1,45	13,73	102,2	99,3	100,8	54,9	45,4	383	383
II	367	1	358	521	879	234	880	13,73	1,26	12,45	99,3	96,2	97,9	54,7	42,7	342	342
III	392	1	388	347	735	234	736	12,45	0,93	11,52	96,2	94,4	95,4	54,1	40,8	273	273
IV	862	1	862	-383	479	480	480	11,52	-0,99	12,52	94,4	96,7	95,5	52,8	42,2	184	
V	965	1	965	-206	759	760	760	12,52	-0,55	13,07	96,7	97,9	97,3	54,2	42,6	294	
VI	1185	1	1185	-426	759	760	760	13,07	-1,10	14,17	97,9	100,2	99,1	53,5	45,1	311	
VII	1492	1	1487	-728	759	760	760	14,17	-1,95	16,12	100,2	104,1	102,2	53,5	48,2	333	
VIII	1107	1	1098	-339	759	760	760	16,12	-0,91	17,03	104,1	105,9	105,0	53,5	51,0	352	
IX	983	1	973	-214	759	760	760	17,03	-0,55	17,59	105,9	106,9	106,4	53,5	52,4	362	
X	585	1	579	-22	557	234	558	17,59	-0,06	17,64	106,9	107,0	106,9	52,6	53,9	273	273

Таблица 2.11 – Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в средневодном году

Месяц	Расходы, м <sup>3</sup> /с						Объёмы, км <sup>3</sup>						УВБ, м			Z <sub>НБ</sub> , м	H <sub>ГЭС</sub> , м	N, МВт	Э.млн. кВт*ч
	Q <sub>пол</sub>	Q <sub>ф</sub>	Q <sub>хол</sub>	Q <sub>в.хр.</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>ВХК</sub>	Q <sub>НБ</sub>	V <sub>нач</sub>	ΔV	V <sub>кон</sub>	Z <sub>нач</sub>	Z <sub>кон</sub>	Z <sub>ср</sub>						
XI	504	1	85	303	722	234	808	17,62	0,79	16,83	107,0	105,5	106,2	53,7	52,1	342	246		
XII	444	1	189	624	879	234	1069	16,83	1,67	15,16	105,5	102,2	103,9	55,4	48,0	383	285		
I	530	1	132	541	939	234	1072	15,16	1,45	13,71	102,2	99,3	100,8	55,4	44,8	383	285		
II	504	1	133	521	892	234	1026	13,71	1,26	12,45	99,3	96,5	97,9	55,3	42,1	342	230		
III	567	1	165	347	749	234	915	12,45	0,93	11,52	96,5	94,4	95,4	54,8	40,1	273	203		
IV	862	1	0	-240	622	480	623	11,52	-0,62	12,15	94,4	95,8	95,1	53,6	41,0	232	167		
V	965	1	0	-50	915	760	916	12,15	-0,13	12,28	95,8	96,1	96,0	54,8	40,6	338	252		
VI	1310	1	0	-360	950	760	951	12,28	-0,93	13,21	96,1	98,2	97,2	54,2	42,4	367	264		
VII	1781	1	0	-860	921	760	922	13,21	-2,30	15,52	98,2	102,9	100,3	54,1	46,0	385	287		
VIII	1583	1	0	-670	913	760	914	15,52	-1,79	17,31	102,9	106,4	104,7	54,1	50,1	416	310		
IX	973	1	0	-60	913	760	914	17,31	-0,16	17,47	106,4	106,7	106,5	54,1	51,9	432	311		
X	627	1	0	-70	557	234	558	17,47	-0,19	17,65	106,7	107,0	106,8	52,6	53,8	273	203		

Таблица 2.11 – Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в средневодном году

Месяц	Расходы, м <sup>3</sup> /с						Объёмы, км <sup>3</sup>						УВБ, м				N, MВт	Э.млн. кВт*ч
	Q <sub>пол</sub>	Q <sub>ф</sub>	Q <sub>хол</sub>	Q <sub>в.хр.</sub>	Q <sub>ГЭС</sub>	Q <sub>ВХК</sub>	Q <sub>НБ</sub>	V <sub>нач</sub>	ΔV	V <sub>кон</sub>	Z <sub>нач</sub>	Z <sub>кон</sub>	Z <sub>ср</sub>	Z <sub>НБ</sub> , м	H <sub>ГЭС</sub> , м			
XI	504	1	85	303	722	234	808	17,62	0,79	16,83	107,0	105,5	106,2	53,7	52,1	342	246	
XII	444	1	189	624	879	234	1069	16,83	1,67	15,16	105,5	102,2	103,9	55,4	48,0	383	285	
I	530	1	132	541	939	234	1072	15,16	1,45	13,71	102,2	99,3	100,8	55,4	44,8	383	285	
II	504	1	133	521	892	234	1026	13,71	1,26	12,45	99,3	96,5	97,9	55,3	42,1	342	230	
III	567	1	165	347	749	234	915	12,45	0,93	11,52	96,5	94,4	95,4	54,8	40,1	273	203	
IV	862	1	0	-383	479	480	480	11,52	-0,99	12,52	94,4	96,7	95,5	52,8	42,2	184	132	
V	965	1	0	-206	759	760	760	12,52	-0,55	13,07	96,7	97,9	97,3	54,2	42,6	294	219	
VI	1310	1	0	-551	759	760	760	13,07	-1,43	14,50	97,9	100,9	99,4	53,5	45,4	314	226	
VII	1781	1	0	-620	1161	760	1162	14,50	-1,66	16,16	100,9	104,2	102,5	54,9	47,1	498	371	
VIII	1583	1	0	-490	1093	760	1094	16,16	-1,31	17,47	104,2	106,7	105,4	54,7	50,2	500	372	
IX	973	1	0	0	973	760	974	17,47	0,00	17,47	106,7	106,7	106,7	54,3	51,9	459	331	
X	627	1	0	-68	559	234	560	17,47	-0,18	17,65	106,7	107,0	106,8	52,6	53,8	273	203	

Из двух вариантов среднегодовой выработки принимаем наибольшую и объявляем ее среднегодовой

$$\bar{Э}_{\text{многол.}} = 3,1 \text{ млрд кВт} \cdot \text{ч.}$$

Определяем рабочую мощность ГЭС в энергосистеме по условию максимального вытеснения тепловых мощностей. В ИКН января (декабря, что одно и то же для принятой нами энергосистемы) вписываются треугольники, характеризующие работу существующей ГЭС.

Далее необходимо вписать проектируемую ГЭС в не занятую существующей ГЭС пиковую и полупиковую зону графика нагрузки.

Вписанные треугольники представлены на рисунке 2.3 и 2.4.

Максимальная рабочая мощность проектируемой ГЭС, принята по зимнему графику ИКН. Рабочая мощность составила

$$N_{\text{раб}} = 500 \text{ МВт,}$$

что не превышает гарантированную мощность более чем в 2 раза.

Результат расчётов рабочих мощностей существующей и проектируемой ГЭС наносим на годовой график максимальных мощностей энергосистемы (рисунок 2.9).

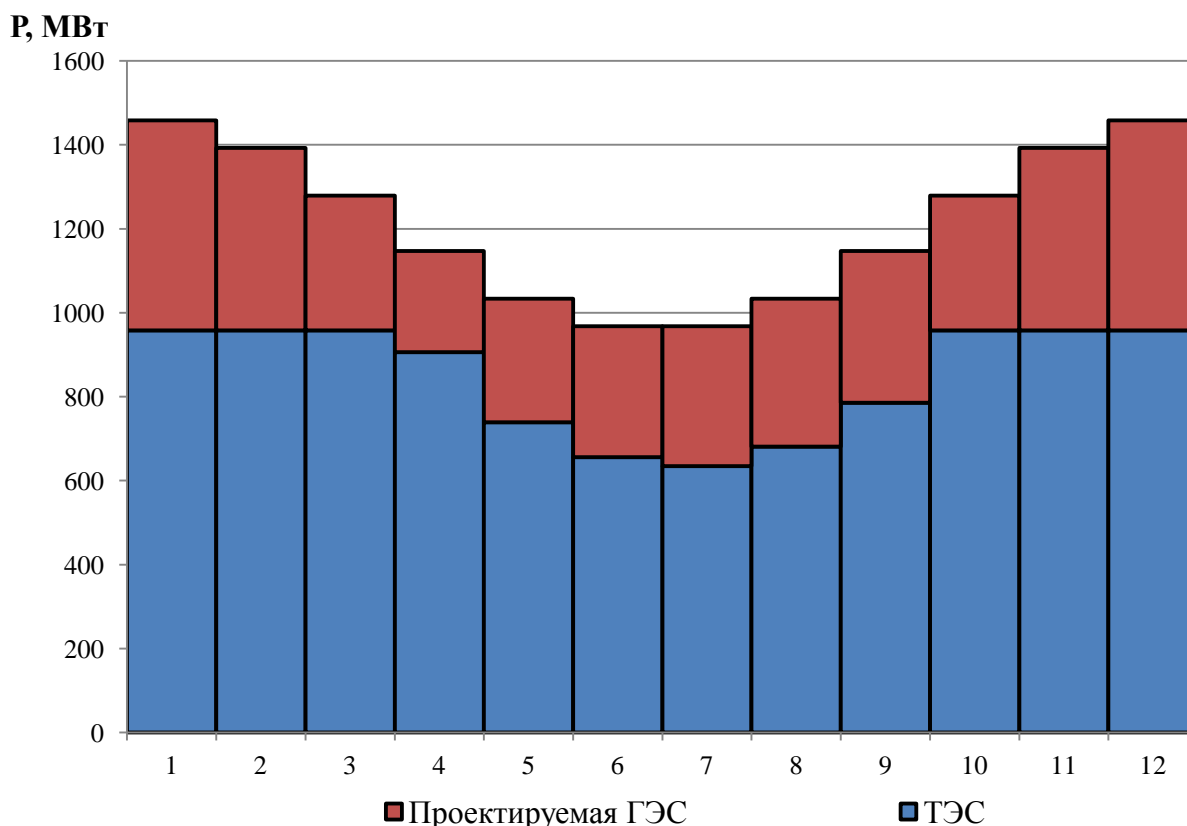


Рисунок 2.9 – График максимальных мощностей энергосистемы

### 2.4.3 Расчёт резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчёт баланса мощностей

Установленная мощность проектируемой ГЭС определяется как сумма ее максимальной рабочей мощности и резерва, отнесенного на эту станцию

$$N_{уст}^{пр ГЭС} = N_{раб} + N_{рез}, \quad (2.23)$$

где  $N_{раб}$  – вытесняющая рабочая мощность;  
 $N_{рез}$  – мощность нагрузочного резерва, которая составляет.  
Получаем

$$N_{рез} = 1,5\%N_{раб} = 0,015 \cdot 500 \approx 8 \text{ МВт}; \quad (2.24)$$

$$N_{уст}^{пр ГЭС} = 500 + 8 = 508 \text{ МВт}.$$

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме. При этом продолжительность ремонта агрегатов ГЭС принимается равной 30 дням, а частота их проведения 1 раз в 4 года.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС

$$F_{рем}^{сущ.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{сущ.ГЭС}}{4} \cdot 1 = \frac{508}{4} = 127 \text{ МВт} \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.25)$$

Установленная мощность КЭС представим в виде суммы

$$N_{уст}^{КЭС} = N_{раб} + N_{ав.рез} + N_{наг.рез},$$

где  $N_{раб}$  – рабочая мощность определяется по 1 или 12 месяцу,  $N_{раб} = 958 \text{ МВт}$ ;  $N_{ав.рез}$  – аварийный резерв для станции составляет 7 % от рабочей мощности станции;  $N_{наг.рез}$  – нагрузочный резерв – 1,5 %.

$$N_{ав.рез} = 7\%N_{раб} = 0,07 \cdot 958 = 102 \text{ МВт};$$

$$N_{наг.рез} = 1,5\%N_{раб} = 0,015 \cdot 958 = 14 \text{ МВт};$$

$$N_{уст}^{КЭС} = 958 + 102 + 14 = 1074 \text{ МВт}.$$

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		39

### Ремонтная площадь КЭС

$$F_{\text{рем}}^{\text{КЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{КЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} + \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{КЭС}}}{2} \cdot 1 \text{мес} = \frac{1074}{4} + \frac{1074}{2} = 806 \text{ МВт} \frac{\text{мес}}{\text{год}}$$

Баланс мощностей энергосистемы представлен в таблице 2.13 и на рисунке 2.9.

Таблица 2.13 - Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	Система			Проек. ГЭС $N_{\text{уст.}} = 508 \text{ МВт}$			КЭС $N_{\text{уст.}} = 1074 \text{ МВт}$			
	$N_{\text{сист}}$	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{ав.р.}}$	$N_{\text{раб.}}$	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{рем.}}$	$N_{\text{раб.}}$	$N_{\text{ав.р.}}$	$N_{\text{н.р.}}$	$N_{\text{рем.}}$
1	1458	22	102	500	8		958	102	14	
2	1393	21	97	435	7		958	97	14	
3	1279	19	90	321	5		958	90	14	
4	1147	17	80	241	4	127	906	80	14	
5	1033	16	72	294	4		739	72	11	165
6	968	15	68	311	5		656	68	10	235
7	968	15	68	333	5		635	68	10	235
8	1033	16	72	352	5		681	72	10	165
9	1147	17	80	362	5		786	80	12	
10	1279	19	90	321	5		958	90	14	
11	1393	21	97	435	7		958	97	14	
12	1458	22	102	500	8		958	102	14	



P, МВт

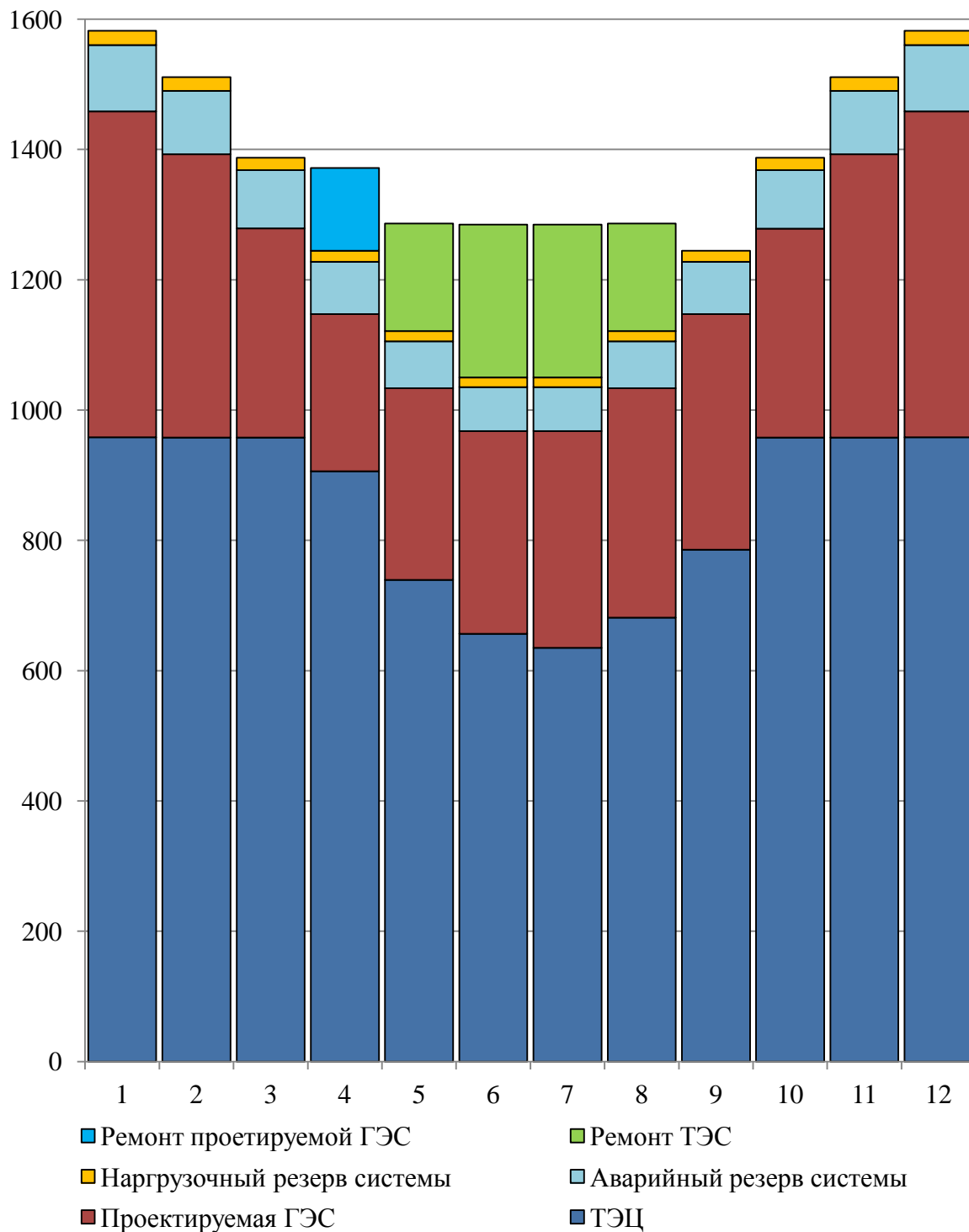


Рисунок 2.9 – Годовой график баланса мощностей



Расчет режимного поля представлен в таблице 3.1. По полученным значениям построено режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности (рисунок 3.1)

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа			Напорные характеристики			Линия ограничения по установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{НБ},$ $м^3/с$	$Z_{НБ}(л),$ $м$	$Z_{НБ}(з),$ $м$	$H_{НПУ},$ $м$	$H_{УМО},$ $м$	$H_{ЗВБ},$ $м$	$H, м$	$Q,$ $м^3/с$	$H, м$	$Q,$ $м^3/с$
0	48	48,0	58,50	45,90	52,29	55,00	1015	44,2	1263
254	50,7	51,1	55,84	43,24	49,18	54,00	1034	43,0	1241
508	52,3	53,0	54,20	41,60	47,34	53,00	1053	42,0	1227
762	53,5	54,2	53,01	40,41	46,08	52,00	1074	41,0	1212
1016	54,4	55,2	52,05	39,45	45,08	51,00	1095	40,0	1197
1270	55,2	56,1	51,26	38,66	44,22	50,00	1116	39,0	1182
1524	55,9	56,8	50,58	37,98	43,50	49,00	1139	38,0	1167
1778	56,5	57,4	49,98	37,38	42,88	48,00	1163	37,0	1152
2032	57,0	58,0	49,45	36,85	42,34	47,00	1188	36,0	1136
2286	57,5	58,5	48,97	36,37	41,83	46,00	1214	35,0	1120
2540	58,0	58,9	48,53	35,93	41,36	45,00	1241	34,0	1104
2794	58,4	59,2	48,13	35,53	41,09	44,20	1263	33,0	1087

По режимному полю определяем следующие параметры:

- расчетный напор  $H_p = 44,2$  м;
- минимальный напор  $H_{min} = 38,9$  м;
- максимальный напор  $H_{max} = 56,0$  м;
- максимальный расход  $Q_{max} = 1233$  м<sup>3</sup>/с.

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

- 1) значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного;
- 2) отношение  $H_{min}/H_{max} = 38,9/60 = 0,64$  должно быть не меньше справочных данных;
- 3) максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Диапазону напоров соответствуют ПЛ60 – В и ПЛД60 – В60° со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

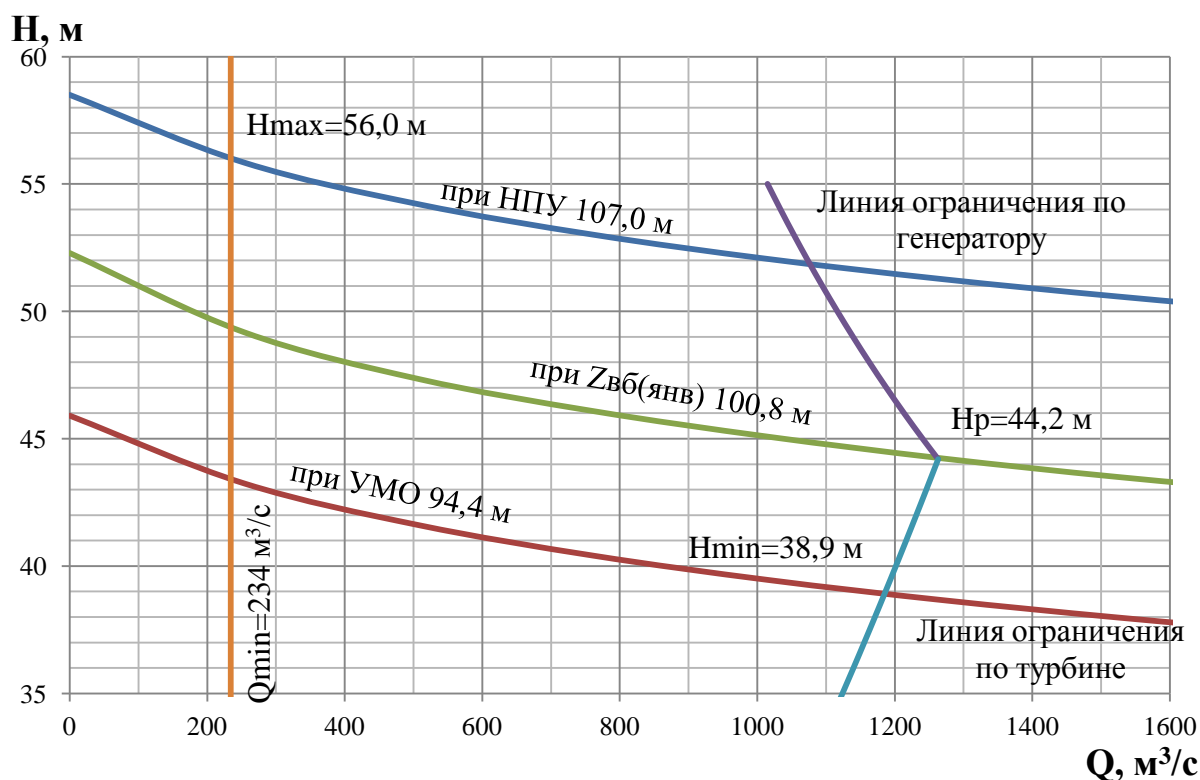


Рисунок 3.1 – Режимное поле Лучегорской ГЭС по напору и расходу

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		ПЛД 60 – В 60°	ПЛ60 – В
Наименование	Обозначение		
Максимальный напор гидротурбины	$H_{max}$ , м	60	60
Диапазон регулирования	$H_{min}/H_{max}$	0,50	0,50
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{lo}$ , мин <sup>-1</sup>	111	116
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{lo}$ , л/с	1130	1080
Оптимальный КПД модели	$\eta_{mo}$	0,906	0,913
Приведенный максимальный расход	$Q'_{lmax}$ , л/с	1600	1160-1400
Коэффициент кавитации	$\sigma$ при $Q'_{lmax}$	0,65	0,35-0,52
Диаметр модельной турбины	$D_{1м}$ , м	0,460	0,460
Напор модельной турбины	$H_m$ , м	12	12
Температура воды при испытании	$t_m$ , °С	20	20

На главной универсальной характеристике турбины ПЛ60 – В намечаем расчётную точку  $P_1$ , предварительно проведя линию  $n'_{lopt}$  через оптимум КПД. Приведенный расход воды в расчётной точке  $Q'_{1p} = 1,56 \text{ м}^3/\text{с}$ . Так же намечаем расчётную точку для ПЛД60 – В60°, приведённый расход  $Q'_{1p} = 1,57 \text{ м}^3/\text{с}$ .



где  $n'_p$  – приведенная частота в расчётной точке на ГУХ;

$\Delta p = \frac{\eta_r}{\eta_m}$  поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре.

По полученной синхронной частоте вращения принимаем ближайшее большее стандартное значение  $n_c$  [1, с.145].

Приведенные частоты вращения, соответствующие известным напорам – максимальному, расчетному и минимальному находятся по следующим формулам:

$$n'_{I_{max}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta p}}; \quad (3.9)$$

$$n'_{I_p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta p}}; \quad (3.10)$$

$$n'_{I_{min}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta p}}. \quad (3.11)$$

Результаты расчета представлены в таблицах 3.4 и 3.5.

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ 60 – В

$D_1, \text{ м}$	7,50	6,70	5,60	5,00
$\eta_T$	0,924	0,923	0,921	0,920
$N_a^*, \text{ МВт}$	226,7	180,7	126,0	100,3
$Z_a^*, \text{ шт}$	2,2	2,8	4,0	5,1
$Z_a, \text{ шт}$	3,00	3,00	4,00	6,00
$N_a, \text{ МВт}$	169,3	169,3	127,0	84,7
$\Delta p$	1,047	1,045	1,043	1,042
$n_c^*, \text{ об/мин}$	105,2	117,7	140,7	157,5
$n_c, \text{ об/мин}$	107,1	125,0	150,0	166,7
$n'_{I_{max}}, \text{ об/мин}$	125,9	131,3	131,9	130,9
$n'_{I_p}, \text{ об/мин}$	118,1	123,2	123,7	122,8
$n'_{I_{min}}, \text{ об/мин}$	104,9	109,5	109,9	109,1

Таблица 3.5 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ Д60 – В60°

$D_1, \text{ м}$	7,50	7,10	6,00	4,75
$\eta_T$	0,930	0,929	0,928	0,926
$N_a^*, \text{ МВт}$	228,1	204,3	145,7	91,1
$Z_a^*, \text{ шт}$	2,2	2,5	3,5	5,6

Продолжение таблицы 3.5

$D_1, \text{м}$	7,50	7,10	6,00	4,75
$Z_a, \text{шт}$	3,00	3,00	4,00	6,00
$N_a, \text{МВт}$	169,3	169,3	127,0	84,7
$\Delta p$	1,044	1,043	1,042	1,039
$n_c^*, \text{об/мин}$	100,5	106,2	125,5	158,4
$n_c, \text{об/мин}$	107,1	107,1	136,4	166,7
$n'_{max}, \text{об/мин}$	126,0	119,4	128,6	124,5
$n'_{ip}, \text{об/мин}$	118,2	112,0	120,6	116,8
$n'_{min}, \text{об/мин}$	105,1	99,5	107,1	103,8

На главных универсальных характеристиках проводим линии  $n'_{max}$ ,  $n'_{ip}$ ,  $n'_{min}$  (приложения А, Б, В, Г).

Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике, на линии  $n'_{ip}$  подбираем такое сочетание  $\eta_T$  и  $Q'_I$ , чтобы выполнялось равенство

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a \cdot 10^3}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T} \quad (3.12)$$

Для полученной расчетной точки строим линию ограничения по установленной мощности генератора. Для этого на линии  $n'_{max}$  соответствующей напору  $H_{max}$ , аналогичным образом, подставив в формулу (3.12) вместо  $H_p$  максимальный напор.

Линия ограничения по турбине соответствует открытию направляющего аппарата в расчётной точке (таблица 3.6).

Полученные координаты расчётных точек и точек ограничения по генератору сведём в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Координаты расчётных точек и точек ограничения по генератору

Тип турбины	В расчётной точке			В точке ограничения по генератору			$a_{opt}, \text{мм}$
	$Q'_I \cdot \eta_T$	$Q'_I, \text{м}^3/\text{с}$	$\eta_T, \text{о.е.}$	$Q'_I \cdot \eta_T$	$Q'_I, \text{м}^3/\text{с}$	$\eta_T, \text{о.е.}$	
<i>ПЛ 60 – В – 750</i>	1,08	1,19	0,9105	0,75	0,83	0,903	37,5
<i>ПЛ 60 – В – 670</i>	1,35	1,52	0,897	0,95	1,04	0,9115	43,5
<i>ПЛ 60 – В – 560</i>	1,45	Нет РТ		1,02	-	-	-
<i>ПЛ 60 – В – 500</i>	1,21	1,34	0,902	0,85	0,94	0,903	40,7
<i>ПЛ Д60 – В60° – 750</i>	1,08	1,20	0,903	0,75	0,83	0,899	36,7
<i>ПЛ Д60 – В60° – 710</i>	1,20	1,31	0,902	0,84	0,92	0,900	37,8
<i>ПЛ Д60 – В60° – 600</i>	1,26	1,40	0,9005	0,88	0,95	0,902	39,9
<i>ПЛ Д60 – В60° – 475</i>	1,34	1,50	0,897	0,94	1,04	0,9025	40,7

На главной универсальной характеристике турбин ПЛД60 – В60° – 750 и ПЛД60 – В60° – 600 точка оптимума не вошла в область работы агрегата, следовательно, данные типы турбин далее рассматривать не будем.

### 3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу

Линию ограничения по минимальному расходу с режимного поля пересчитаем в координату универсальной характеристики для двух значений напора  $H_{max} = 56,0$  м и  $H_{min} = 38,9$  м по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H}} \quad (3.13)$$

Данный расчёт для выбранных диаметров сведём в таблицу 3.7. Линии ограничения по минимальному расходу показаны в приложениях А, Б, В, Г.

Таблица 3.7 – Координаты ограничения по минимальному расходу

Тип турбины	Кол-во агрегатов для пропуска ВХК	Координаты ограничения по минимальному расходу $Q'_I, \text{м}^3/\text{с}$	
		При $H_{max}$	При $H_{min}$
ПЛ 60 – В – 750	1	0,65	0,54
ПЛ 60 – В – 670	1	0,82	0,68
ПЛ 60 – В – 500	2	0,74	0,61
ПЛ Д60 – В60° – 710	1	0,73	0,61
ПЛ Д60 – В60° – 475	2	0,82	0,68

### 3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы

Отметку рабочего колеса находится по формуле:

$$\nabla Z_{P.K.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.14)$$

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

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

- работа одного агрегата с расчётной мощностью при  $H_{max}$ ;
- работа одного агрегата с расчётной мощностью при  $H_{min}$ ;
- работа одного агрегата с расчётной мощностью при  $H_p$ .





### 3.3.2 Работа одного агрегата с расчётной мощностью при $H_p$

На главной универсальной характеристике в расчётной точке соответствующей приведённой частоты вращения  $n'_{Ip}$ , определяем координаты приведённого расхода и коэффициент кавитации.

Далее рассчитываем аналогично п.п.3.3.1.

#### Гидротурбина ПЛ 60 – В – 750

Получим координаты точки:  $Q'_I = 1,19 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $\sigma = 0,37$ .

Пересчитаем эту точку для натурной турбины:

$$Q_a = 1,19 \cdot 1 \cdot 7,5^2 \cdot \sqrt{1,047 \cdot 44,2} = 455 \text{ м}^3/\text{с}.$$

По кривой связи нижнего бьефа определяем  $Z_{НБ}(Q_a) = 52,02 \text{ м}$ .

Определяем высоту отсасывания по формуле (3.15):

$$H_S = 10 - \frac{152,02}{900} - 0,37 \cdot 44,2 - 1,5 + 0 = -7,91 \text{ м}.$$

Остальные диаметры и типы рабочих колёс рассчитываем аналогичным методом.

### 3.3.3 Работа одного агрегата с расчётной мощностью при $H_{min}$

На главной универсальной характеристике в точке пересечения линии ограничения по турбине и приведённой частоты вращения  $n'_{Imin}$ , определяем координаты приведённого расхода и коэффициент кавитации.

Далее рассчитываем аналогично п.п.3.3.1.

#### Гидротурбина ПЛ 60 – В – 750

Получим координаты точки 3:  $Q'_I = 1,14 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $\sigma = 0,345$ .

Пересчитаем эту точку для натурной турбины:

$$Q_a = 1,14 \cdot 1 \cdot 7,5^2 \cdot \sqrt{1,047 \cdot 38,9} = 409 \text{ м}^3/\text{с}.$$

По кривой связи нижнего бьефа определяем  $Z_{НБ}(Q_a) = 51,74 \text{ м}$ .

Определяем высоту отсасывания по формуле (3.15):

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
						50
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		



Из трёх полученных отметок расположения рабочего колеса, выбираем наименьшее значение

$$\nabla Z_{P.K.} = 44,11 \text{ м.}$$

### 3.4 Определение геометрических размеров проточной части гидротурбины ПЛ 60 – В – 750

Геометрические размеры проточной части гидротурбины пересчитаем исходя из проточной части модели, при выбранном диаметре рабочего колеса  $D_1 = 7,5$  м. Проточная часть гидротурбины представлена в приложении Д.

### 3.5 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки и колонки управления

По диаметру рабочего колеса  $D_1 = 7,5$  м и напору  $H_{\text{пред}} = 60$  м определяем по номограмме [2, с.144] для турбины ПЛ 60-В тип маслonaпорной установки МНУ 25/2-40-32-3 с гидроаккумулятором ГА 25/2 – 40.

Маслonaпорная установка - МНУ 25/2-40-32-3;

Гидроаккумулятор - ГА 25/2 – 40;

емкость 25,0 м<sup>3</sup>;

число сосудов 2;

давление 4 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>).

Маслonaсосный агрегат МА 32– 3;

емкость бака 32,0 м<sup>3</sup>;

количество насосов 2 шт.

Габаритные размеры гидроаккумулятора и маслonaсосного агрегата представлены в таблицах 3.10 и 3.11 соответственно.

Таблица 3.10 – Габаритные размеры ГА 25/2 – 40

Обозначение	Размеры, мм							
	$D$	$D_1$	$H$	$H_1$	$H_2$	$D_H$	$d_H$	$d$
ГА 25/2 – 40	2280	2730	4000	3200	3600	300	125	70

Таблица 3.11 – Габаритные размеры МА 32– 3

Обозначение	Размеры, мм					
	$B$	$B_1$	$B_2$	$L$	$L_1$	$L_2$
МА32– 3	3000	3236	2000	4260	4496	4876
	$L_3$	$H$	$H_1$	$H_2$	$H_3$	$H_4$
	1900	2500	2415	1400	1600	200

Насос - 3В80/40ГТ:  
число сосудов 2 шт;  
подача 17,5 л/с;  
мощность 100 кВт.

Электродвигатель – 4А280S4:  
мощность 110 кВт;  
частота вращения 1450 об/мин;  
масса 33 т.

В качестве электрогидравлического регулятора принимаем ЭГРК-2М-150-4, основные габаритные размеры колонки представлены в таблице 3.12.

Таблица 3.12 – Габаритные размеры ЭГРК-2М-150-4

Обозначение	Размеры, мм									
	$D$	$D_1$	$D_2$	$L$	$L_1$	$L_2$	$H$	$H_1$	$H_2$	$H_3$
ЭГРК-2М-150-4	150	200	250	250	100	225	730	306	230	430

### 3.6 Выбор типа серийного гидрогенератора

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

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{169,3}{0,85} = 199,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.17)$$

где  $\cos\varphi$  - коэффициент мощности генератора, предварительно принимаемый  $\cos\varphi = 0,8 \div 0,95$ .

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{107,1} = 56. \quad (3.18)$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор СВ-1260/235-56–синхронный вертикальный генератор [3]. Номинальные данные гидрогенератора представлены в таблице 3.13.

Таблица 3.13 – Номинальные данные гидрогенератора СВ-1260/235-56

Наименование величины	Обозначение	Значение
Номинальная полная мощность, МВА	$S_{\text{НОМ}}$	206
Номинальная активная мощность, МВт	$P_{\text{НОМ}}$	175
Коэффициент мощности, о.е	$\cos\varphi$	0,85
Номинальное напряжение, кВ	$U_{\text{НОМ}}$	15,75
Номинальный ток, кА	$I_{\text{НОМ}}$	7,54
Номинальная частота вращения, об/мин	$n_{\text{НОМ}}$	107,1
Сопротивление обмотки статора, о.е.	$X_d$	1,02
Переходное сопротивление, о.е.	$X'_d$	0,33
Сверхпереходное сопротивление, о.е.	$X''_d$	0,22
Исполнение	зонтичное	

### 3.7 Определение установленной мощности ГЭС

Окончательно установленная мощность проектируемой ГЭС складывается из мощности семи генераторов СВ-1260/235-56:

$$P_{\text{уст}} = n_G \cdot P_G = 3 \cdot 175 = 525 \text{ МВт.} \quad (3.19)$$

где  $n_G = 3$  - количество генераторов;  
 $P_G = 175$  МВт - активная мощность генератора.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор номинального напряжения линий

Номинальное напряжение линий электропередач определим по напряжению ближайшей подстанции, до которой будем осуществлять передачу для подключения в энергосистему. Согласно карте-схеме развития Приморского РДУ, ближайшая подстанция «Скрытая» расположена в 40 км от проектируемой станции, напряжение на подстанции 220 кВ.

Основные параметры проектируемой станции и энергосистемы представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Особенности электрической части проектируемой станции и энергосистемы

Генераторы			Система			
Число и мощность	$U_{\text{ном}}$	$\cos\varphi_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}}$	$l$	$S_{\text{рез}}$	$S_{\text{к.з.}}$
шт×МВт	кВ	о.е.	кВ	км	МВА	МВА
3×175	15,75	0,85	220	40	120	1715

1.  $T_{\text{max}} = 9200 \text{ час/год}$ .
2. Потребители относятся к I и II категориям.
3. Мощность собственных нужд  $P_{\text{сн}} = 0,02P_{\text{уст.ГЭС}}$ .
4. Коэффициент мощности собственных нужд  $\cos\varphi_{\text{сн}} = \cos\varphi_{\text{ном.ген}}$ .

### 4.2 Выбор количества отходящих линий и сечения проводов ЛЭП

Необходимо рассмотреть наиболее тяжелый для этих линий режим, при котором нагрузка на них максимальна.

Определим величину максимальной нагрузки на РУВН

$$S_{\Sigma} = n_G \cdot S_G = 3 \cdot (206 - 206 \cdot 0,02) = 605,6 \text{ МВА.} \quad (4.1)$$

Число линий:

$$n_l = \frac{S_{\Sigma}}{S_{220}}, \quad (4.2)$$

где  $S_{220}$  – пропускная способность электропередачи  $P_{220} = 200 \text{ МВт}$ .

Получаем

$$S_{220} = \frac{P_{220}}{\cos\varphi_r} = \frac{200}{0,85} = 235,3 \text{ МВА};$$

$$n_n = \frac{605,6}{235,3} = 2,57,$$

округляем до целого числа и согласно новой технической политики РусГидро необходимо учесть одну дополнительную линию, получаем  $n_n = 3 + 1 = 4$ .

Максимальны рабочий ток

$$I_{max.раб} = \frac{S_{\Sigma}}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos\varphi_H} = \frac{605,6 \cdot 10^3}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 467 \text{ А.} \quad (4.3)$$

Рабочий расчетный ток

$$I_{расч} = I_{max.раб} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (4.4)$$

где  $\alpha_i = 1,05$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

$\alpha_T = 1,3$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии  $T_{max} = 9200 \text{ час/год}$  и ее значение в максимуме ЭС.

$$I_{расч} = 467 \cdot 1,05 \cdot 1,3 = 637,5 \text{ А.}$$

По полученному значению по справочным данным [6, П 6.2] выбираем провод АС – 300/39, характеристика провода представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Характеристика провода АС – 300/39

Номинальное сечение провода, мм <sup>2</sup>	Количество проводов в фазе, шт	Активное сопротивление, Ом/км	Длительно допустимый ток вне помещения, А	Индуктивное сопротивление, Ом/км
300/39	1	0,098	710	0,429

Проверка по нагреву в послеаварийном режиме

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos\varphi_H} = \frac{605,6 \cdot 10^3}{(4-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 0,85} = 623 \text{ А.}$$

$$I_{доп} = 710 \text{ А} > I_{п.ав} = 623 \text{ А,}$$



следовательно, условие по нагреву в послеаварийном режиме выполняется.

### 4.3 Выбор структурной схемы электрических соединений

На проектируемой станции установлено три гидрогенератора, что является основополагающим при выборе структурной схемы. Количество агрегатов нечетное, значит применение укрупненных блоков не целесообразно.

На рисунке 4.1 представлена структурная схема ГЭС с единичными блоками. К сборным шинам 220 кВ присоединены 3 блока с трехфазными двухобмоточными трансформаторами ТДЦ-250000/220 (ориентировочно).

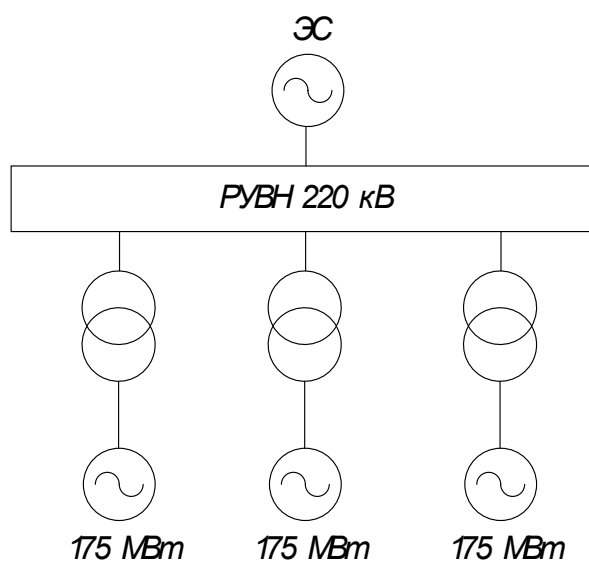


Рисунок 4.1 - Вариант структурной схемы ГЭС с единичными блоками

### 4.4 Выбор основного оборудования главной схемы

Оборудование выбирают на основании сопоставления целесообразных вариантов с учётом режимов и надёжности работы электростанции, затрат на оборудование генераторного и повышенного напряжений, стоимости потерь энергии в повышающих трансформаторах, удобств эксплуатации, конструктивно-компоновочных решений и др.

#### 4.4.1 Выбор повышающих трансформаторов

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

Выбор номинальной мощности трансформатора в общем случае производится с учетом его нагрузочной способности

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		57

$$S_{\text{расч}} \leq S_{\text{ном}} \cdot k_{\text{п}}, \quad (4.5)$$

где  $k_{\text{п}}$  – допустимый коэффициент перегрузки, для трехфазных трансформаторов принимаем  $k_{\text{п}} = 1$ .

Расчетная мощность трансформатора

$$S_{\text{расч}} = (P_{\text{ном.г}} - P_{\text{сн}}) / \cos\varphi_{\text{г}}, \quad (4.6)$$

где  $\cos\varphi_{\text{г}}$  - номинальный коэффициент мощности генератора, о.е.;

$P_{\text{сн}}$  - активная мощность нагрузки, МВт;

$P_{\text{ном.г}}$  - активная номинальная мощность генератора, МВт.

Таким образом, находим

$$S_{\text{расч}} = (175 - 175 \cdot 0,02) / 0,85 = 202 \text{ МВА.}$$

Используя рекомендации, выбираем трансформаторы единичных блоков 220 кВ. Основные параметры выбранного трансформатора представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТЦ-250000/220

Тип	$S_{\text{ном}}$ , МВ · А	Регулирование на- пряжения	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$u_{\text{к}}$ , %	$\Delta P_{\text{к}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{х}}$ , кВт
			ВН	НН			
ТЦ-250000/220	250	Без регулирования	242	15,75	11,0	600	207

Определим суммарные годовых потери ЭЭ в элементах, входящих в состав электростанции. Потери ЭЭ влияют на ежегодные эксплуатационные расходы и себестоимость произведенной ЭЭ.

При проектировании элементов энергосистем потери ЭЭ при отсутствии графиков нагрузки оценивают методом времени максимальных потерь  $\tau$ , используя значения максимальных нагрузок  $P_{\text{max}}$  и время максимальных потерь  $\tau$ .

Значение  $\tau$  определим по эмпирической формуле

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_m}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (4.7)$$

где  $T_m$  – время использования максимума активной нагрузки, ч.

Получаем

$$\tau = (0,124 + 9200/10^4)^2 \cdot 8760 = 9578 \text{ ч/год.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе

$$\Delta W_{\text{xx}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot n_{\text{T}} \cdot t_{\text{раб}}, \quad (4.8)$$

где  $t_{\text{раб}}$  – время работы блока в течении года

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

где  $\mu$  – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

$T_{\text{пл}}$  – время плановых простоев в течении года, ч;  $\omega$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_{\text{в}}$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$n_{\text{T}}$  – число одинаковых параллельно включенных трансформаторов.

Подставляя найденные по таблице П.9.2.[6] показатели надёжности трансформатора номинальной мощностью 250 МВ · А в формулы (4.8) и (4.9), получаем

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1,0 \cdot 42,5 - 0,025 \cdot 60,0 = 8716 \text{ ч};$$

$$\Delta W_{\text{xx}} = 1 \cdot 0,207 \cdot 8716 = 1804,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Нагрузочные (переменные) потери

$$\Delta W_{\text{нагр}} = (1/n_{\text{T}}) \cdot \Delta P_{\text{к}} \cdot (S_{\text{T.max}}/S_{\text{T.ном}})^2 \cdot \tau, \quad (4.10)$$

где  $n_{\text{T}}$  – тоже что и в (4.9);

$S_{\text{СН}}$  – часть мощности, расходуемая на собственные нужды, МВт, рассчитываемая по формуле:

$$S_{\text{T.max}} = S_{\text{Г.ном}} - S_{\text{СН}} = S_{\text{Г.ном}} \cdot (1 - \alpha_{\text{СН}}),$$

Рассчитываем нагрузочные потери

$$\Delta W_{\text{нагр}} = 1 \cdot 0,600 \cdot (206 \cdot (1 - 0,02)/250)^2 \cdot 9578 = 3747,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Издержки на потери ЭЭ

$$I_{\text{пот}} = c \cdot (\Delta W_{\text{xx}} + \Delta W_{\text{нагр}}), \quad (4.11)$$

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
						59
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		

где  $c$  - себестоимость ЭЭ для проектируемой ГЭС,  $c = 2,6$  руб./МВт · ч.  
Находим величину издержек на потери ЭЭ для одного трансформатора блока

$$I_{\text{пот}} = 2,6 \cdot (1804,2 + 3747,4) \cdot 10^{-3} = 14,4 \text{ тыс. руб./год};$$

соответственно, для трех единичных блоков

$$I_{\text{пот}}^{220} = 3 \cdot 14,4 = 57,6 \text{ тыс. руб./год.}$$

#### 4.4.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемая на собственные нужды агрегата, составляет 2% от полной номинальной мощности генератора

$$S_{\text{с.н}} = 0,02 \cdot S_{\text{ГЭС}} = 0,02 \cdot (3 \cdot 206) = 12360 \text{ кВА,}$$

Условия выбора трансформатора собственных нужд запишем в виде

$$S_{\text{Тс.н}} \geq S_{\text{с.н}},$$

При этом ближайшая стандартная мощность трансформатора составляет 16000 кВА, выбираем трансформатор производства «РосЭнергоТранс» дочернего предприятия «СВЭЛ», изготавливаемый по спецзаказу по требуемым параметрам, параметры трансформатора представлены в таблице 4.3

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ – 16000/20

Тип	$S_{\text{ном}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ	
		ВН	НН
ТСЗ – 16000/20	16000	15,75	6,3

#### 4.5 Выбор главной схемы ГЭС

Основные требования, влияющие на выбор схемы распределительных устройств:

- ремонтпригодность;
- оперативная гибкость;
- экономическая целесообразность.

Согласно новой технической политике РусГидро, устанавливаем распределительное устройство элегазовое (КРУЭ), как отвечающее современным критериям надежности, минимума эксплуатационных затрат, минимумом



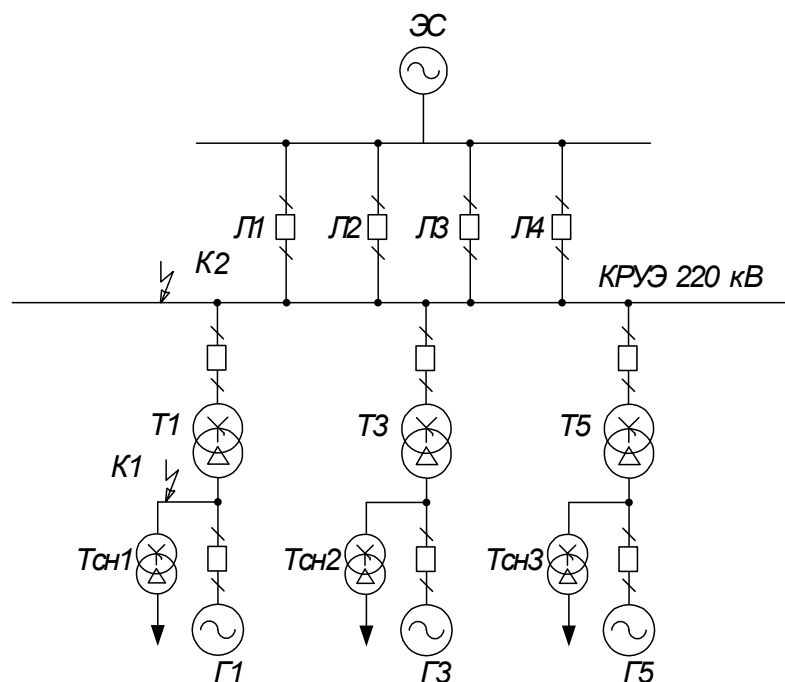


Рисунок 4.4 – Расчётная схема ГЭС

Определим параметры элементов цепи в относительных единицах при базисных условиях. Составим схему замещения прямой последовательности (рисунок 4.5).

Генераторы

$$x_{Г1} \div x_{Г3} = x''_d \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{Г.ном}} = 0,22 \cdot \frac{1715}{206} = 1,83; \quad (4.13)$$

$$E_{Г1} \div E_{Г3} = 1,13.$$

Энергосистема

$$x_C = \frac{S_{\delta}}{S_K} = \frac{1715}{1715} = 1,0; \quad (4.14)$$

$$E_C = 1,0.$$

Нагрузки  $H_{СН}$  в расчётах токов КЗ не учитываются.

Линия 220 кВ

$$x_L = \frac{x_{уд} \cdot l}{n} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{ср}^2} = \frac{0,429 \cdot 40}{4} \cdot \frac{1715}{230^2} = 0,14. \quad (4.15)$$

Трансформатор

$$u_{к\text{ВН}} = 11,0 \%;$$

$$x_{Т1} \div x_{Т3} = \frac{u_{к\text{ВН},\%} \cdot S_{\text{б}}}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 1715}{100 \cdot 250} = 0,75. \quad (4.16)$$

Свернём схему прямой последовательности к точке  $K_1^{(3)}$

$$x_1 = x_2 = x_{Г2} + x_{Т2} = 1,83 + 0,75 = 2,58;$$

$$x_3 = x_2 \parallel x_1 = \frac{2,58}{2} = 1,29;$$

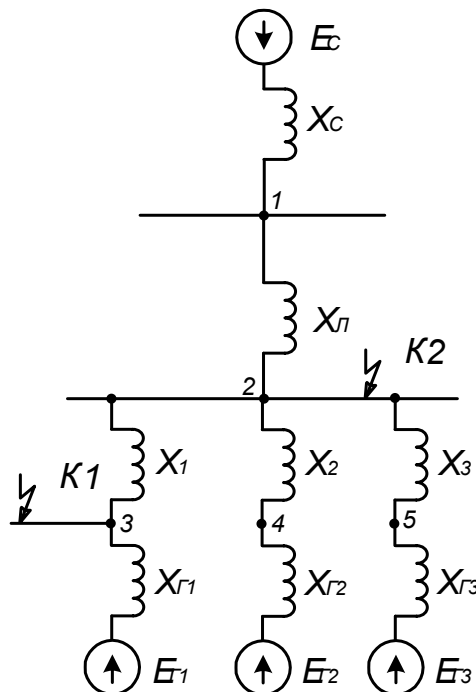


Рисунок 4.5 – Схема замещения ЭС

$$E_1 = E_{Г2} = E_{Г3} = 1,13;$$

$$x_4 = x_C + x_L = 0,14 + 1,0 = 1,14;$$

$$x_5 = x_3 \parallel x_4 = \frac{1,29 \cdot 1,14}{1,29 + 1,14} = 0,61;$$

$$E_2 = \frac{E_C \cdot x_3 + E_1 \cdot x_4}{x_3 + x_4} = \frac{1,0 \cdot 1,29 + 1,13 \cdot 1,14}{1,29 + 1,14} = 1,061;$$

$$x_6 = x_5 + x_{T1} = 0,61 + 0,75 = 1,36.$$

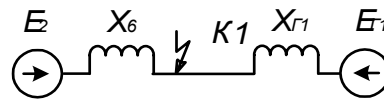


Рисунок 4.6 – Преобразование схемы замещения

$$x_{1\Sigma} = x_6 \parallel x_{Г1} = \frac{1,36 \cdot 1,83}{1,36 + 1,83} = 0,78;$$

$$E_{\Sigma} = \frac{E_2 \cdot x_{Г1} + E_{Г1} \cdot x_6}{x_{Г1} + x_6} = \frac{1,13 \cdot 1,36 + 1,061 \cdot 1,83}{1,36 + 1,83} = 1,090.$$

Принимаем ЭДС системы и генераторов 2 и 3 электрически удалёнными от точки КЗ  $K_1$ .

Рассчитаем начальные значения периодической составляющей от каждого источника

$$I''_{no,Г1}^{(3)} = \frac{E''_{Г1}}{x_{Г1}} \cdot I_{6II} = \frac{1,13}{1,83} \cdot 62,9 = 38,8 \text{ кА}; \quad (4.17)$$

$$I''_{no,E2}^{(3)} = \frac{E''_{E2}}{x_6} \cdot I_{6II} = \frac{1,061}{1,36} \cdot 62,9 = 49,1 \text{ кА}.$$

Определение начального значения периодической составляющей тока трёхфазного КЗ в точке  $K_1$

$$I''_{п0 K1}^{(3)} = I''_{no,Г1}^{(3)} + I''_{no,E2}^{(3)} = 38,8 + 49,1 = 87,9 \text{ кА}. \quad (4.18)$$

#### 4.6.2 Трёхфазное короткое замыкание в точке $K_1$ (RastrKZ)

Расчетная схема для программного комплекса RastrKZ представлена на рисунке 4.5.

Определим параметры схемы замещения в именованных единицах при базисных условиях

Генераторы

$$x_{Г1} \div x_{Г3} = x''_d \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,22 \cdot \frac{15,75^2}{206} = 0,265 \text{ Ом};$$

$$R_{Г1} \div R_{Г3} = \frac{1,22 \cdot x_{*Г}}{\omega \cdot T_{a,Г}} = \frac{1,22 \cdot 0,265}{314,2 \cdot 0,45} = 0,0023 \text{ Ом};$$



$$E_{Г1} \div E_{Г3} = 1,13 \cdot U_{НОМ} = 1,13 \cdot 15,75 = 17,798 \text{ кВ.}$$

Энергосистема

$$x_C = \frac{U^2}{S_{к.з.}} = \frac{230^2}{1715} = 30,845 \text{ Ом;}$$

$$R_C = \frac{x_C}{\omega \cdot T_{а.с}} = \frac{30,845}{314,2 \cdot 0,03} = 3,272 \text{ Ом;}$$

$$E_C = 1,0 \cdot U_{ср C} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.}$$

Трансформатор

$$x_{Т1} \div x_{Т3} = \frac{u_{кВН} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{11,0 \cdot 230^2}{100 \cdot 250} = 23,276 \text{ Ом;}$$

$$R_{Т1} \div R_{Т3} = \Delta P_k \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = 0,600 \cdot \frac{230^2}{250^2} = 0,508 \text{ Ом.}$$

ЛЭП 220 кВ

$$x_L = \frac{x_{уд} \cdot l}{n} = \frac{0,429 \cdot 40}{4} = 4,29 \text{ Ом;}$$

$$x_{0L} = 3 \cdot x_L = 3 \cdot 4,29 = 12,87 \text{ Ом;}$$

$$R_L = \frac{r_{о,уд} \cdot l}{n} = \frac{0,098 \cdot 40}{4} = 0,98 \text{ Ом.}$$

Ниже представлены таблицы 4.4-4.7 с внесёнными в ПК исходными данными.

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		65



Полученное значение

$$Z = 0,0031 + j0,1123 \text{ Ом.}$$

Постоянная времени затухания рассчитанная с помощью ПК

$$T_{\text{апк,эк}} = \frac{0,1123}{314,2 \cdot 0,0031} = 0,115 \text{ с.}$$

Ударный ток в месте КЗ (К1) от всех источников

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)} \cdot (1 + e^{-t/T_a}) = \sqrt{2} \cdot 88,1 \cdot (1 + e^{-0,01/0,115}) = 238,8 \text{ кА.} \quad (4.20)$$

Постоянная времени затухания генератора Г1

$$T_{\text{а,Г1}} = \frac{x_{\text{Г1}}}{\omega \cdot r_{\text{Г1}}} = \frac{0,265}{314,2 \cdot 0,002} = 0,422 \text{ с.}$$

Ударный ток от генератора Г1

$$i_{\text{уд,Г1}} = \sqrt{2} \cdot 38,8 \cdot (1 + e^{-0,01/0,422}) = 108,5 \text{ кА.}$$

Ударный ток от эквивалентной системы

$$i_{\text{уд,ЭС}} = 238,8 - 108,5 = 130,3 \text{ кА.}$$

Определим импульс квадратичного тока КЗ по приближённому выражению

$$B_k \approx I_{\text{п0,с}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а,эк}}) = 88,1^2 \cdot (0,13 + 0,115) = 1902 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,} \quad (4.21)$$

где  $t_{\text{откл}}$  – время отключения согласно ПУЭ

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл.В}} = 0,1 + 0,03 = 0,13 \text{ с.}$$

#### 4.6.3 Трёхфазное и однофазное замыкание в точке К<sub>2</sub>

Результаты расчётов однофазного и трёхфазного КЗ в точке К2 представлены в таблице 4.8.

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		67

Таблица 4.8 – Результат расчета трехфазного и однофазного КЗ в т. К2

№	Тип	П1	I 1	I 2	I 0
1	3ф	2	9,4	-	-
2	1ф	2	3,9	3,9	3,9

Выполняем расчёт в программе с помощью шунта и находим эквивалентное сопротивление для узла 2. Полученное значение

$$Z = 0,893 + j15,274 \text{ Ом.}$$

Постоянная времени затухания рассчитанная с помощью ПК

$$T_{\text{аПК}} = \frac{x}{\omega \cdot R} = \frac{15,274}{314,2 \cdot 0,893} = 0,054 \text{ с.}$$

Ударный ток в месте КЗ (К2)

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 9,4 \cdot (1 + e^{-0,01/0,054}) = 24,3 \text{ кА.}$$

Для всех генераторов расчётное КЗ является удалённым, следовательно, интеграл Джоуля определяем по формуле:

$$B_k = I_{\text{по,с}}^2 \cdot [t_{\text{откл}} + T_{\text{а,эк}} \cdot (1 - e^{-2 \cdot t_{\text{откл}}/T_{\text{а,эк}}})] = 9,46^2 \cdot [0,13 + 0,054 \times (1 - e^{-2 \cdot 0,13/0,054})] = 16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с,} \quad (4.22)$$

где  $I_{\text{по,с}}$  – действующее значение периодической составляющей тока КЗ от эквивалентного источника, кА;

$t_{\text{откл}}$  – расчётная продолжительность КЗ, с;

$T_{\text{а,эк}}$  – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.

Результаты расчётов токов короткого замыкания сведем в таблицу 4.9.

Таблица 4.9 – Результаты расчётов токов короткого замыкания

Точка КЗ	Ручной расчет		RastrWin		$i_y$ кА	$B_k$ кА <sup>2</sup> · с
	$I_{n0}^{(3)}$	$I_{n0}^{(3)}$	$I_{n0}^{(3)}$	$I_{n0}^{(1)}$		
	кА	кА	кА	кА		
К1 (шины 15,75 кВ)	87,9	88,1	-	-	238,8	1902
К2 (шины 220 кВ)	-	9,4	11,7	-	24,3	16

## 4.7 Выбор электрических аппаратов

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение требований к аппаратам и проводникам:

- длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
- противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
- выдерживать механические нагрузки, удовлетворять требованиям экономичности.

### 4.7.1 Расчет токов рабочего и утяжеленного режимов

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

$$I_{\text{раб max}} = 1,05 \cdot I_{G_{\text{НОМ}}} = 1,05 \cdot 7,54 = 7,92 \text{ кА.} \quad (4.23)$$

Для силовых трансформаторов расчетный рабочий ток нормального режима может быть равен номинальному току трансформатора, меньше или больше его, в зависимости от назначения и метода резервирования. (Мощность трансформатора соответствует мощности генератора, утяжеленный режим отсутствует).

$$I_{\text{раб max}} = 1,05 \cdot \frac{S_{G_{\text{НОМ}}}}{\sqrt{3} \cdot U_{T_{\text{НОМ}}}} = 1,05 \cdot \frac{206}{\sqrt{3} \cdot 220} = 567 \text{ А.} \quad (4.24)$$

Присоединения линий связи с системой 220 кВ:  
Нормальный режим:

$$I_{W_{\text{max раб}}} = \frac{S_{\text{max раб}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{S_{G1-G3}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{3 \cdot 206}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 220} = 405 \text{ А.} \quad (4.25)$$

Утяжеленный режим

$$I_{W_{\text{утяж.раб}}} = \frac{S_{G1-G3}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{3 \cdot 206}{\sqrt{3} \cdot (4 - 1) \cdot 220} = 541 \text{ А.} \quad (4.26)$$

Присоединения отпаечных трансформаторов собственных нужд на генераторном напряжении 15,75 кВ:

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		69

$$I_{\text{Тсн.раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{Тсн.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Тсн.ном}}} = 1,05 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 616 \text{ А.} \quad (4.27)$$

#### 4.7.2 Выбор коммутационных аппаратов генератора

На генераторном напряжении выбираем генераторный аппаратный комплекс КАГ-20 ОАО «Электроаппарат», предназначенные для осуществления коммутационных операций в цепях генератора. Технические характеристики генератора представлены в таблицу 4.10.

Все основные компоненты распреустройства, такие как дугогасительная камера, разъединитель, а также привод и, смонтированы на пополюсной раме и имеют общую систему контроля и управления. Дополнительные компоненты, такие как заземляющие ножи, измерительные трансформаторы тока и напряжения, защитные конденсаторы и ОПН, устанавливаются в пофазный корпус.

Таблица 4.10–Технические характеристики генераторного выключателя

Расчётные данные	Каталожные данные
	Выключатель КАГ-20-90/8000
$U_{\text{сети ном}} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 7920 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 38,8 \text{ кА}$ $I_{\text{по}} = 49,1 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 90 \text{ кА}$
$i_y = 108,5 \text{ кА}$ $i_y = 130,3 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 230 \text{ кА}$
$V_k = 1902 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} = 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

#### 4.7.3 Выбор коммутационных аппаратов КРУЭ- 220 кВ

На высшем напряжении 220 кВ выберем КРУЭ ЯГГ-220 производства ОАО ВО «Электроаппарат». Технические характеристики КРУЭ представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Характеристики ячейки КРУЭ ЯГГ-220

Наименование параметра	Ед.изм.	Значение
Номинальное напряжение	кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	252
Номинальная промышленная частота	Гц	50
Испытательное напряжение грозового импульса относительно земли	кВ	900
Испытательное напряжение промышленной частоты относительно земли, 1 мин.	кВ	440

Продолжение таблицы 4.11

Наименование параметра	Ед.изм.	Значение
Номинальный ток сборных шин	А	4000
Номинальный ток присоединения	А	3150
Номинальный ток отключения	кА	50
Ток динамической стойкости	кА	50

Выполним проверку ячейки КРУЭ ЯГГ-220, результаты проверки представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Проверка ячейки КРУЭ ЯГГ-220

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
		ЯГГ-220
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утяж}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.утяж}} = 616 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{по}} < I_{\text{пр.скв}}$	$I_{\text{по}} = 11,7 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 50 \text{ кА}$
$B_k < I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}}$	$B_k = 16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

#### 4.7.4 Ограничители перенапряжения

Ограничители перенапряжений предназначены для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений изоляции электрооборудования работающего в сети переменного тока частоты 50 Гц. Выбираем ОПНН-П-220/146 УХЛ1.

## 5 Релейная защита и автоматика

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

Перечень защит основного оборудования:

### **Защиты генератора СВ-1260/235-56:**

- продольная дифференциальная защита (от повреждений в обмотках и на выводах обмоток статора генератора);
- поперечная дифференциальная защита (от витковых замыканий в обмотке статора генератора на выводах статора генератора при сбросах нагрузки);
- защита от замыканий на землю обмотки статора (от однофазных замыканий на землю обмотки статора генератора);
- защита от повышения напряжения (для предотвращения недопустимого повышения напряжения при сбросах нагрузки);
- токовая защита обратной последовательности (от токов внешних несимметричных КЗ и несимметричных перегрузок генератора);
- токовая защита от симметричных перегрузок статора;
  - дистанционная защита от внешних симметричных КЗ;
- защита от асинхронного хода (для ликвидации асинхронного режима генератора);
- защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
  - защита от потери возбуждения;
  - защита ротора от замыканий на землю;
  - устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения;
  - устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

### **Защиты силового трансформатора ТЦ-250000/220:**

- продольная дифференциальная защита (от повреждений на выводах обмоток и внутренних повреждений);
- газовая защита (от внутренних повреждений);
- защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и системы охлаждения трансформатора);
- контроль уровня масла в расширительном баке;
- защита от однофазных замыканий на землю в сети 220 кВ;
- МТЗ с пуском по напряжению (защита от внешних симметричных КЗ);

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		72



– токовая защита обратной последовательности (защита от внешних несимметричных КЗ).

### **Защиты воздушных линий 220 кВ:**

#### **Основные защиты:**

– Дифференциально – фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ).

#### **Резервные защиты:**

- 3-х ступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- Токовая отсечка (для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ);
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- Для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателя предусматривается УРОВ 220 кВ;

#### **Защита шин 220 кВ:**

– продольная дифференциальная защита шин от всех видов КЗ;

#### **Противоаварийная автоматика:**

- автоматика ликвидации асинхронных режимов (АЛАР);
- автоматика ограничения перегрузки оборудования по току (АОПО).

#### **Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты**

В настоящее время выпускаются и находятся в эксплуатации устройства защиты элементов электроэнергетических систем, выполненные на электромеханической, микроэлектронной и микропроцессорной элементной базе. Электромеханические устройства РЗ морально устарели и к установке не рекомендованы. Вместе с тем следует отметить, что с учетом современной практики в области РЗ промышленно развитых стран, характеризующейся преимущественным использованием микропроцессорных (МП) терминалов, микроэлектронные устройства РЗ также можно считать морально устаревшими.

РЗА устанавливаем на основе микропроцессорных терминалов российского научно-производственного предприятия «НПП Экра».

Защиты элементов главной схемы ГЭС выполняются в виде двух одинаковых, дублирующих друг друга шкафов защит, имеющих отдельное питание по цепям постоянного тока, отдельное подключение по цепям переменного тока и напряжения, что позволяет обеспечить как общее, так и аппаратное резервирование защит.

В качестве примера проведем расчет продольной дифференциальной защиты генератора.

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		73





$I_{\Delta} = |I_1 - I_2|$  – дифференциальный ток;

$I_1$  – ток нейтрали генератора;

$I_2$  – ток на выводах генератора;

$I_T$  – ток торможения.

Наклон характеристика срабатывания защиты определяется коэффициентом торможения  $K_m$  представляющим собой тангенс угла наклона характеристики срабатывания, т.е. отношение величины тока срабатывания к величине тока торможения.

$B$  – тормозной ток, определяющий точку излома характеристики срабатывания.

Величина  $I_{ср0}$  выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса  $I_{НБ.ном}$  номинального режима.

Номинальный ток генератора

$$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{206 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 10^3} = 7551 \text{ А.} \quad (5.1)$$

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

$$I_{нб\ ном} = K_{одн} \cdot f_i \cdot I_{ном} = 0,05 \cdot I_{ном} = 0,05 \cdot 7551 = 377,6 \text{ А,} \quad (5.2)$$

где  $f_i = 0,1$  – относительная погрешность ТТ;  
 $K_{одн} = 0,5$  – коэффициент однотипности ТТ.  
Уставка выбирается из условия:

$$I_{ср0} \geq K_n \cdot I_{нб\ ном}; \quad (5.3)$$

$$I_{ср0} \geq 2 \cdot 0,05 \cdot I_{ном} = 0,1 \cdot I_{ном},$$

где  $K_n = 2$  – коэффициент надёжности.  
Принимаем типовую уставку  $0,2 \cdot I_{ном}$

$$I_{ср0} = 0,2 \cdot 7551 = 1510,2 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина  $K_t$  выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов при сквозном КЗ.

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		76

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ

$$I_{\text{Нб(кз)}} = K_{\text{ап}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{макс}}, \quad (5.4)$$

где  $I_{\text{макс}} = \frac{E_{\Gamma}''}{X_d''} \cdot I_{\text{НОМ}}$  – максимальный ток через ТТ в линейных выводах при

внешнем трехфазном КЗ в цепи генераторного напряжения;

$K_{\text{ап}} = 2$  – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей.

$$I_{\text{Нб(кз)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,22} \cdot 7551 = 3878 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{Т}} > \frac{I_{\text{Нб(кз)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{Т}}}. \quad (5.5)$$

За  $I_{\text{Т}}$  принимается ток трехфазного КЗ на выводах генератора:

$$K_{\text{Т}} = \frac{3878 \cdot 2}{38800} = 0,20.$$

Принимаем минимальную уставку  $K_{\text{Т}} = 0,2$ .

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

$$B \geq \frac{I_{\text{ср0}}}{K_{\text{Т}}} = \frac{0,20}{0,2} = 1.$$

Типовое значение уставки  $B = 1,5$ , при этом выполняется условие

$$1,5 > 1.$$

При токе  $I_{\text{т}} \geq B$  производится переключение характеристики: если  $I_1 \geq B$  и  $I_2 \geq B$  защита блокируется, при условии  $I_1 < B$  или  $I_2 < B$  наклон характеристики определяется коэффициентом торможения. По рассчитанным параметрам построим реальную характеристику срабатывания продольной дифференциальной защиты на рисунке 5.5.

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		77

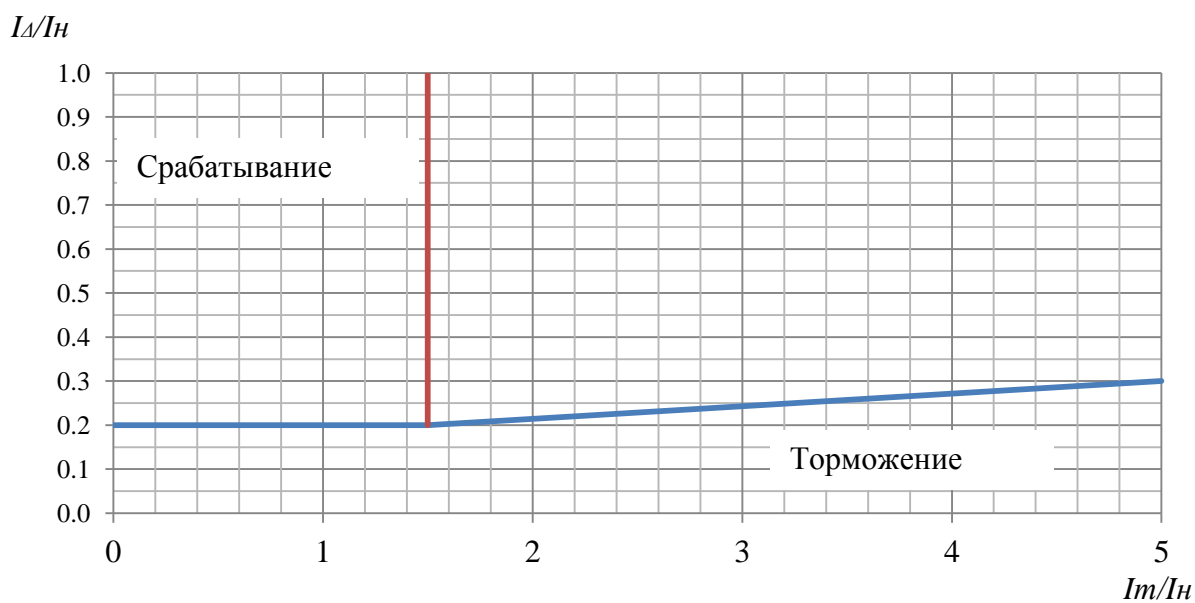


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

## 6 Компонировка гидроузла, выбор типа и расчёт основных сооружений

Установленная мощность проектируемой ГЭС 508 МВт, максимальный напор составляет 56,0 м. Полный объем водохранилища 17,6 км<sup>3</sup>. Основание не скальное, сложено трепел (диатомит). В зависимости от высоты и типа грунтов основания класс проектируемой плотины должен быть I, по социально-экономическому критерию (объем водохранилища) данной плотине соответствует I класс. Таким образом, основные гидротехнические сооружения Лучегорской ГЭС рассчитываем по I классу, согласно СНиП 33-01-2003.

### 6.1 Гидравлические расчёты

Исходными данными для проведения гидравлических расчётов служат отметки нормального подпорного и форсированного уровней, расчётные расходы воды, кривые связей расходов и уровней нижнего бьефа, характеристики грунтов основания.

#### 6.1.1 Определение максимального и поверочного расхода

Проведём расчёт  $Q_{\text{осн.мах}}$  с обеспеченностью 0,1% и  $Q_{\text{пов.мах}}$  с обеспеченностью 0,01% по гидрологическим данным р. Уссури. Из ряда гидрологических наблюдений определим максимальные годовые расходы, полученные данные расположим в убывающем порядке (таблица 6.1).

По данным таблицы 6.1 рассчитываем средний многолетний расход

$$Q_{\text{ср}} = \frac{\sum Q}{n} = \frac{165920}{82} = 2023,4 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.1)$$

Вычислим модульные коэффициенты  $K$  – графа 6 таблицы 6.1

$$K = \frac{Q}{Q_{\text{ср}}} = \frac{3578}{2023,4} = 1,77. \quad (6.2)$$

Вычислим отклонение от середины ( $K - 1$ ).

Определим коэффициенты вариации и асимметрии

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum (K - 1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{6,22}{82}} = 0,28; \quad (6.3)$$

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
						79
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		

$$C_s = \frac{\sum(K-1)^3}{nC_v^3} = \frac{2,08}{82 \cdot 0,28^3} = 1,15. \quad (6.4)$$

Таблица 6.1 – Максимальные расходы реки Уссури

Q, м <sup>3</sup> /сек	№ п/п	Q, м <sup>3</sup> /с в убывающем порядке	K	K-1	(K-1) <sup>2</sup>	(K-1) <sup>3</sup>	P%
1633	1	3578	1,77	0,77	0,59	0,45	0,85
1631	2	3578	1,77	0,77	0,59	0,45	2,06
1628	3	3429	1,69	0,69	0,48	0,34	3,28
1626	4	3308	1,63	0,63	0,40	0,26	4,49
1633	5	3200	1,58	0,58	0,34	0,20	5,70
1643	6	3132	1,55	0,55	0,30	0,16	6,92
1653	7	3105	1,53	0,53	0,29	0,15	8,13
1664	8	3051	1,51	0,51	0,26	0,13	9,34
1674	9	2970	1,47	0,47	0,22	0,10	10,56
1684	10	2903	1,43	0,43	0,19	0,08	11,77
1694	11	2862	1,41	0,41	0,17	0,07	12,99
1704	12	2700	1,33	0,33	0,11	0,04	14,20
1715	13	2646	1,31	0,31	0,09	0,03	15,41
1725	14	2485	1,23	0,23	0,05	0,01	16,63
1735	15	2484	1,23	0,23	0,05	0,01	17,84
1745	16	2457	1,21	0,21	0,05	0,01	19,05
1755	17	2417	1,19	0,19	0,04	0,01	20,27
1766	18	2403	1,19	0,19	0,04	0,01	21,48
1776	19	2376	1,17	0,17	0,03	0,01	22,69
1786	20	2376	1,17	0,17	0,03	0,01	23,91
1796	21	2313	1,14	0,14	0,02	0,00	25,12
1806	22	2268	1,12	0,12	0,01	0,00	26,33
1633	23	2255	1,11	0,11	0,01	0,00	27,55
1627	24	2147	1,06	0,06	0,00	0,00	28,76
1622	25	2133	1,05	0,05	0,00	0,00	29,98
1616	26	2093	1,03	0,03	0,00	0,00	31,19
1644	27	2093	1,03	0,03	0,00	0,00	32,40
1675	28	2066	1,02	0,02	0,00	0,00	33,62
1707	29	1962	0,97	-0,03	0,00	0,00	34,83
1738	30	1944	0,96	-0,04	0,00	0,00	36,04
1769	31	1925	0,95	-0,05	0,00	0,00	37,26
1800	32	1904	0,94	-0,06	0,00	0,00	38,47
1831	33	1893	0,94	-0,06	0,00	0,00	39,68
1862	34	1862	0,92	-0,08	0,01	0,00	40,90
1893	35	1831	0,90	-0,10	0,01	0,00	42,11
1925	36	1823	0,90	-0,10	0,01	0,00	43,33
2376	37	1823	0,90	-0,10	0,01	0,00	44,54
2457	38	1809	0,89	-0,11	0,01	0,00	45,75
1377	39	1806	0,89	-0,11	0,01	0,00	46,97
1397	40	1800	0,89	-0,11	0,01	0,00	48,18
1715	41	1796	0,89	-0,11	0,01	0,00	49,39
3051	42	1796	0,89	-0,11	0,01	0,00	50,61
1809	43	1796	0,89	-0,11	0,01	0,00	51,82
3105	44	1786	0,88	-0,12	0,01	0,00	53,03
2147	45	1782	0,88	-0,12	0,01	0,00	54,25
1512	46	1776	0,88	-0,12	0,01	0,00	55,46
2313	47	1769	0,87	-0,13	0,02	0,00	56,67
2484	48	1766	0,87	-0,13	0,02	0,00	57,89



Продолжение таблицы 6.1

Q, м³/сек	№ п/п	Q, м³/с в убывающем порядке	K	K-1	(K-1)²	(K-1)³	P%
3200	49	1755	0,87	-0,13	0,02	0,00	59,10
2268	50	1745	0,86	-0,14	0,02	0,00	60,32
2700	51	1738	0,86	-0,14	0,02	0,00	61,53
1796	52	1735	0,86	-0,14	0,02	0,00	62,74
3429	53	1725	0,85	-0,15	0,02	0,00	63,96
1944	54	1715	0,85	-0,15	0,02	0,00	65,17
2133	55	1715	0,85	-0,15	0,02	0,00	66,38
3578	56	1707	0,84	-0,16	0,02	0,00	67,60
2403	57	1704	0,84	-0,16	0,02	0,00	68,81
1391	58	1694	0,84	-0,16	0,03	0,00	70,02
2093	59	1684	0,83	-0,17	0,03	0,00	71,24
1256	60	1675	0,83	-0,17	0,03	-0,01	72,45
1962	61	1674	0,83	-0,17	0,03	-0,01	73,67
3578	62	1664	0,82	-0,18	0,03	-0,01	74,88
2255	63	1653	0,82	-0,18	0,03	-0,01	76,09
2093	64	1644	0,81	-0,19	0,04	-0,01	77,31
2970	65	1643	0,81	-0,19	0,04	-0,01	78,52
1260	66	1633	0,81	-0,19	0,04	-0,01	79,73
3308	67	1633	0,81	-0,19	0,04	-0,01	80,95
2862	68	1633	0,81	-0,19	0,04	-0,01	82,16
2903	69	1631	0,81	-0,19	0,04	-0,01	83,37
1458	70	1628	0,80	-0,20	0,04	-0,01	84,59
2066	71	1627	0,80	-0,20	0,04	-0,01	85,80
1782	72	1626	0,80	-0,20	0,04	-0,01	87,01
1823	73	1622	0,80	-0,20	0,04	-0,01	88,23
1283	74	1616	0,80	-0,20	0,04	-0,01	89,44
2646	75	1512	0,75	-0,25	0,06	-0,02	90,66
2376	76	1458	0,72	-0,28	0,08	-0,02	91,87
1796	77	1397	0,69	-0,31	0,10	-0,03	93,08
1904	78	1391	0,69	-0,31	0,10	-0,03	94,30
3132	79	1377	0,68	-0,32	0,10	-0,03	95,51
1823	80	1283	0,63	-0,37	0,13	-0,05	96,72
2417	81	1260	0,62	-0,38	0,14	-0,05	97,94
2485	82	1256	0,62	-0,38	0,14	-0,05	99,15
Суммы		102659	165920	82,00	0,00	6,22	

Средняя квадратичная ошибка вычисления коэффициентов вариации

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1 + 3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \pm \frac{\sqrt{1 + 3 \cdot 0,28^2}}{\sqrt{2 \cdot (82 - 1)}} \cdot 100\% = 8,77 \%, \quad (6.5)$$

по табл.4.2 [12] видим, что данная ошибка не превышает максимальное значение погрешности.

Средняя квадратическая ошибка коэффициента асимметрии равна

$$\delta_{cs} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n} \cdot \sqrt{1 + 6C_v^2 + 5C_v^4}}}{C_s} \cdot 100\% =$$

									Лист
									81
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата	ДП-140209.65-0907960.ПЗ				

$$= \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{82}} \cdot \sqrt{1 + 6 \cdot 0,28^2 + 5 \cdot 0,28^4}}{1,15} \cdot 100\% = 28,8 \%, \quad (6.6)$$

по таблице № 4.6 [12] видим, что данная ошибка не превышает максимальное значение погрешности.

По данным приложению 1[12] определяем значения ординат  $\varphi$  при  $C_s = 1,15$ , для необходимых значений обеспеченности

$$\varphi_{0,1\%} = 4,74; \quad \varphi_{0,01\%} = 6,30.$$

Отклонение ординат

$$Ms_{0,1\%} = \varphi_{0,1\%} \cdot C_v = 4,74 \cdot 0,28 = 1,33; \quad (6.7)$$

$$Ms_{0,01\%} = 6,30 \cdot 0,28 = 1,76.$$

Модульный коэффициент

$$Ks_{0,1\%} = Ms_{0,1\%} + 1 = 1,33 + 1 = 2,33; \quad (6.8)$$

$$Ks_{0,01\%} = 1,76 + 1 = 2,76.$$

Максимальный и поверочный расход

$$Q_{\text{осн.}} = Ks_{0,1\%} \cdot Q_{\text{ср}} = 2,33 \cdot 2023,4 = 4714 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.9)$$

$$Q_{\text{пов.}} = 2,76 \cdot 2023,4 = 5585 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Рассчитаем гарантийную поправку к расчетному максимуму для обеспеченности 0,1% и 0,01%

$$\Delta Q_{\text{max } p} = \frac{a \cdot E_p}{\sqrt{n}} \cdot Q_{\text{max } p}, \quad (6.10)$$

где  $a$  – коэффициент изученности, примем для расчетного периода 82 года = 0,8;

$E_p$  – относительная среднеквадратичная ошибка, принимаем  $E_{p 0,1\%} = 0,55$  и  $E_{p 0,01\%} = 0,60$ . Получаем

$$\Delta Q_{\max p} = \frac{0,8 \cdot 0,55}{\sqrt{82}} \cdot 4714 = 229 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\Delta Q'_{\max p} = \frac{0,7 \cdot 0,60}{\sqrt{82}} \cdot 5585 = 296 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Максимальный и поверочный расходы с учётом поправок

$$Q_{\text{осн.макс}} = Q_{\text{осн.}} + \Delta Q_{\max p} = 4714 + 229 = 4943 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.11)$$

$$Q_{\text{пов.макс}} = Q_{\text{пов.}} + \Delta Q'_{\max p} = 5585 + 296 = 5881 \text{ м}^3/\text{с}.$$

### 6.1.2 Определение ширины водосливного фронта

Определяем расчётный расход

$$Q_p = Q_{\text{осн.макс}} = 4943 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта

$$B = \frac{Q_p}{q_b}, \quad (6.12)$$

где  $q_b$  – удельный расход на водосливе,

$$q_b = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.13)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме,

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}}, \quad (6.14)$$

где  $h_{\text{НБ}}$  – глубина воды в нижнем бьефе при максимальном основном расходе ( $Q_{\text{осн.макс}} = 4943 \text{ м}^3/\text{с}$ ), определяется по графику  $Q = f(H)$ ,  $\text{УНБ}_{Q_{\text{осн.макс}}} = 60,9 \text{ м}$ ;

$[v_h]$  – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, для трепел принимаем  $2,7 \text{ м/с}$ . Получаем

$$h_{\text{НБ}} = \text{УНБ} - \nabla_{\text{дна}} = 60,9 - 48,0 = 12,9 \text{ м};$$

$$q_p = 2,7 \cdot 12,9 = 34,8 \text{ м}^2/\text{с},$$

$$q_B = 1,25 \cdot 36,1 = 43,5 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Тогда ширина водосливного фронта равна

$$B = \frac{4943}{43,5} = 114 \text{ м}.$$

Ширина водосливного фронта  $B$ :

$$B = b \cdot n, \tag{6.15}$$

где  $n$  – число пролётов (не менее 2-3);

$b$  – стандартная ширина пролёта, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов-изготовителей гидромеханического оборудования.

Принимаем  $b = 24$  м, тогда

$$n = \frac{B}{b} = \frac{114}{24} = 4,8,$$

полученное значение округлим до ближайшего большего целого числа

$$n = 5.$$

Ширина водосливного фронта

$$B = 24 \cdot 5 = 120 \text{ м}.$$

Бык примем разрезным, толщину разрезного бычка принимаем 6 м. Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B = 120 + (5 - 1) \cdot 6 = 144 \text{ м}. \tag{6.16}$$

### 6.1.3 Определение отметки гребня водослива

Из формулы расхода водослива методом последовательных приближений определяется напор на гребне водослива, сначала без учёта сжатия и подтопления -  $H_{01}$ , а затем с учётом сжатия и подтопления -  $H_{02}$ .

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.17)$$

где  $m$  – коэффициент расхода, для профиля оголовка безвакуумной водосливной стенки типа  $m \approx 0,49$ .

$$H_{01} = \left( \frac{4943}{0,49 \cdot 120 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,12 \text{ м.}$$

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \sigma_\phi \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.18)$$

где  $\sigma_n$  – коэффициент подтопления,  $\sigma_n = 1$ ;  
 $\sigma_{сж}$  – коэффициент бокового сжатия,  $\sigma_\phi = 1$ ;  
 $\sigma_\phi$  – коэффициент формы для безвакуумной водосливной стенки Кригера-Офицера.

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\varepsilon_y + (n - 1) \cdot \varepsilon_6 \cdot H_{01}}{n \cdot b}, \quad (6.19)$$

где  $b$  – то же что и в формуле (6.15);  
 $\varepsilon_y$  – коэффициент формы береговых устоев;  
 $\varepsilon_6$  – коэффициенты формы бычков;  
 $n$  – то же что и в формуле (6.15).

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (4 - 1) \cdot 0,45 \cdot 7,12}{4 \cdot 30} = 0,983;$$

$$H_{02} = \left( \frac{4943}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,983 \cdot 1 \cdot 120 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,20 \text{ м.}$$

Определим напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу  $v_0$ :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g}, \quad (6.20)$$

где  $\alpha = 1,1$  – коэффициент Кориолиса;  
 $H_{02}$  – полный напор на водосливе во втором приближении, рассчитанный по формуле (6.19);  
 $v_0$  – скорость подхода потока к водосливу рассчитываемая по формуле:

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n - 1)\delta_B)} \quad (6.21)$$

Получаем

$$v_0 = \frac{4943}{(107,0 - 48,0)(120 + (4 - 1) \cdot 4)} = 0,63 \text{ м/с};$$

$$H = 7,20 - \frac{1,1 \cdot 0,63^2}{2 \cdot 9,81} = 7,18 \text{ м}.$$

Определённый напор на гребне водослива округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом

$$H_{\text{ст}} = 8,0 \text{ м}.$$

Определим отметку гребня водослива

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 107,0 - 8,0 = 99,0 \text{ м}. \quad (6.22)$$

#### 6.1.4 Проверка на пропуск поверочного расхода

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода

$$H_{01\text{пов.}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов.}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.23)$$

где  $Q_{\text{р.пов.}}$  – поверочный расход, рассчитываемый по формуле:

$$Q_{\text{р.пов.}} = Q_{\text{пов.мах}} - Q_{\text{ГЭС}} = 5881 - 830 = 5051 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$H_{01\text{пов.}} = \left( \frac{5051}{0,49 \cdot 120 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,22 \text{ м}.$$

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		86



Проверим условие, не превышает ли отметка  $\nabla\Phi\text{ПУ}_p$  заданную  $\nabla\Phi\text{ПУ} = 316,0$  м при таком напоре на водосливе

$$\nabla\Phi\text{ПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 100,0 + 7,26 = 107,26 \text{ м.} \quad (6.28)$$

$\nabla\Phi\text{ПУ} = 108,0$  м не превышен, следовательно, пропускная способность водослива достаточна для пропуска расхода  $Q_{\text{пов}} = 5881 \text{ м}^3/\text{с}$ .

### 6.1.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При устройстве плотины необходимо рассчитать глубину в сжатом сечении  $h_c$  для определения второй сопряженной глубины  $h'_c$ , которую следует сравнить с бытовой глубиной в нижнем бьефе  $h_{\text{НБ}}$  и по их отношению определить тип сопряжения бьефов (тип гидравлического прыжка). Схема к расчёту представлена на рисунке 6.1.

Определяем параметры гидравлического прыжка.

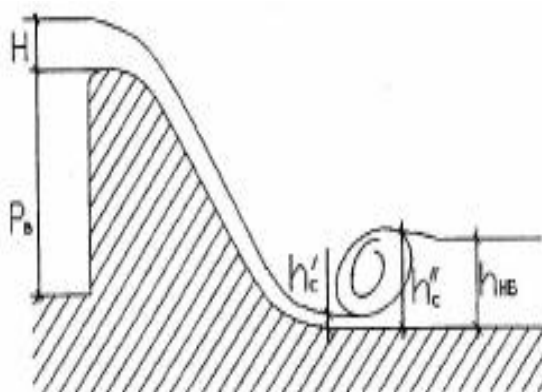


Рисунок 6.1 – К расчету вида сопряжения бьефов

Предварительно рассчитаем критическую глубину:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{B_b^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 4943^2}{144^2 \cdot 9,81}} = 5,1 \text{ м.} \quad (6.29)$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дна} = 107,0 - 48,0 = 59,0 \text{ м.} \quad (6.30)$$

Определяем отношение:

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		88







Находим полную высоту падения струи

$$E'_0 = C_0 + H'_0 = 7,6 + 7,0 = 14,6 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Относительная удельная энергия сечения потока перед стенкой

$$\xi_0 = \frac{E'_0}{h_{кр}} = \frac{14,6}{5,1} = 2,9. \quad (6.41)$$

По графику М.Д. Чертоусова представленному на рисунке 6.2 в зависимости от коэффициента скорости  $\varphi = 0,9$  и  $\xi_0 = 2,9$  определяем

$$\xi_c = 0,52; \quad \xi''_c = 1,7.$$

Вычисляем сопряженные глубины за водобойной стенкой

$$(h'_c)_{ст} = \xi_c h_{кр} = 0,52 \cdot 5,1 = 2,7 \text{ м;}$$

$$(h''_c)_{ст} = \xi''_c h_{кр} = 1,7 \cdot 5,1 = 8,7 \text{ м.}$$

Получаем  $(h''_c)_{ст} < h_{НБ}$ ,  $8,7 < 12,9$  следовательно, за водобойной стенкой затопленный прыжок, устройство дополнительных гасителей не требуется.

### 6.1.7 Построения профиля водослива по координатам Кригера – Офицерова

По проектному напору  $H_{пр} = H_{ст}$  определяем координаты для построения оголовка плотины практического профиля, исходные значения приняты по справочнику Киселёва П.Г. Табличные координаты умножаются на  $H_{ст}$ . Расчеты сведем в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки (стенки Кригера-Офицерова)

№ точки	X	Y	№ точки	X	Y
1	0,0	1,01	13	9,6	3,15
2	0,8	0,29	14	10,4	3,80
3	1,6	0,06	15	11,2	4,51
4	2,4	0,00	16	12,0	5,29
5	3,2	0,05	17	12,8	6,11
6	4,0	0,22	18	13,6	6,98
7	4,8	0,48	19	14,4	7,90

Продолжение таблицы 6.2

№ точки	X	Y	№ точки	X	Y
8	5,6	0,80	20	15,2	8,86
9	6,4	1,17	21	16,0	9,88
10	7,2	1,58	22	16,8	10,95
11	8,0	2,05	23	17,6	12,06
12	8,8	2,57	24	18,4	13,22

Очертание оголовка плотины практического профиля представлено на рисунке 6.3.

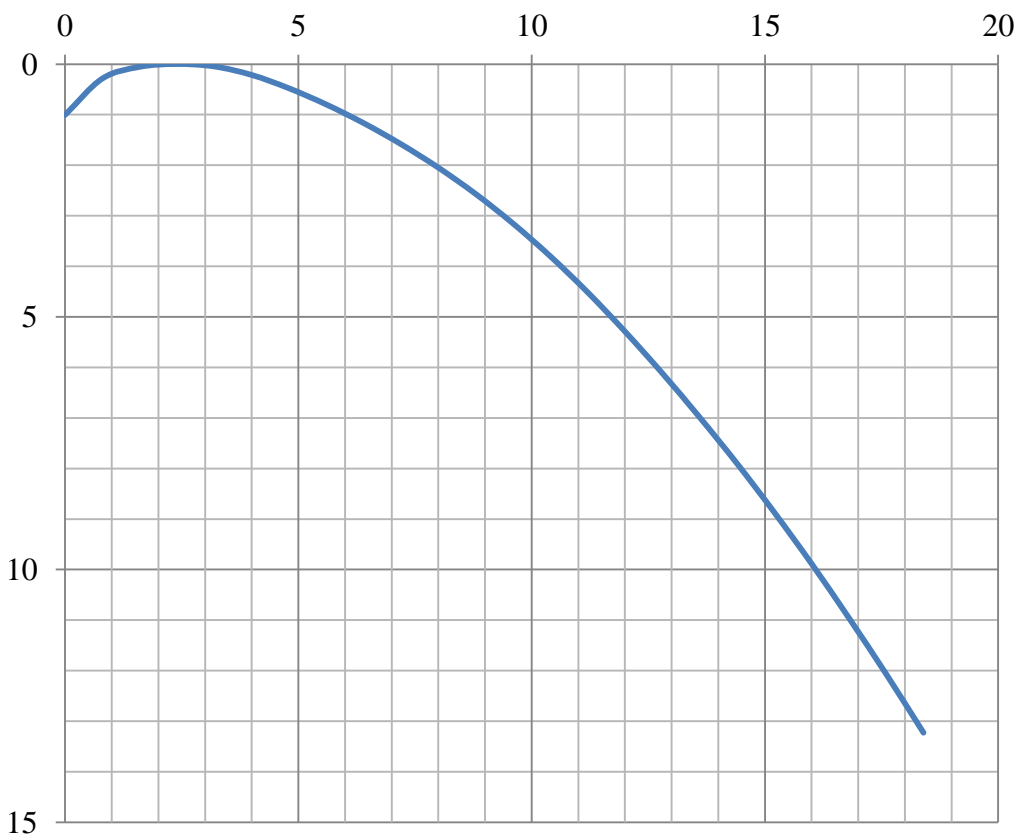


Рисунок 6.3 – Очертание оголовка плотины практического профиля

## 6.2 Конструирование плотины

### 6.2.1 Определение отметки гребня земляной плотины и гребня быка

За отметку гребня плотины принимается наибольшая из двух, вычисленных по формулам

$$\nabla_{ГЗП} = \nabla_{НПУ} + h_s; \quad (6.42)$$

$$\nabla_{ГЗП} = \nabla_{ФПУ} + h_s,$$

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

Высота наката волн

$$h_s = h_{run\ 1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.43)$$

где  $h_{run\ 1\%}$  – высота наката волн на откос расчётной обеспеченностью 1%;

$\Delta h_{set}$  – высота ветрового нагона;

$a$  – конструктивный запас, принимаемый не менее 0,8 м (для I класса).

Для основного сочетания нагрузок.

Высота ветрового нагона определяется по формуле

$$\Delta h_{set} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.44)$$

где  $V_w$  – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, принимаем  $V_w = 20$  м/с;

$L$  – длина разгона волны, принимаем  $L = 6000$  м;

$\alpha$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров, принимаем 0;

$d$  – условная расчётная глубина воды в водохранилище, рассчитываемая по формуле:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}}{2}. \quad (6.45)$$

Получаем

$$d = \frac{107,0 - 48,0}{2} = 29,5 \text{ м};$$

$$\Delta h_{set} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 6000}{9,81 \cdot 29,5} \approx 0,02 \text{ м}.$$

Определяется высота волны 1% обеспеченности для основного ипове- рочного случаев:

Вычисляем безразмерные комплексы  $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$  и  $\frac{g \cdot t}{V_w}$ , где  $t$  – период развития волн на водохранилище,  $t=6$  ч.

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		93



Высота наката волн на откос 1% обеспеченности для фронтально под-  
ходящих волн при глубине перед сооружением  $d > 2 \cdot h_{1\%}$  определяют по  
формуле:

$$h_{run\ 1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%}, \quad (6.48)$$

где  $k_r$  и  $k_p$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, при-  
нимаемые по таблице 6 [14], принимаем  $k_r = 1$ ,  $k_p = 0,9$ ;

$k_{sp}$  – коэффициент, принимаемый по таблице 7 [14], принимаем  
 $k_{sp} = 1,5$ ;

$k_{run}$  – коэффициент принимаемый по графикам в зависимости от поло-  
гости волны  $\bar{\lambda}_d/h_{1\%}$  на глубокой воде.

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{21,0}{1,80} = 11,7,$$

Принимаем  $ctg\varphi = 2$ , используя полученное значение  $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}}$ , определяем  
по рисунку 10\*[14],  $k_{run}$ , принимаем  $k_{run} = 1,9$ .

$$h_{run\ 1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 1,9 \cdot 1,80 = 4,62 \text{ м};$$

$$h_s = h_{run\ 1\%} + \Delta h_{set} + a = 4,62 + 0,02 + 0,8 = 5,44 \approx 5,5 \text{ м}.$$

## 2 случай рассчитываем для ФПУ

Высота ветрового нагона

$$\Delta h_{set} = 1,3 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{10^2 \cdot 6000}{9,81 \cdot 30} \approx 0,003,$$

где  $V_w$  – расчётная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды, при-  
нимаем  $V_w = 10$  м/с;

$d$  – условная расчётная глубина воды в водохранилище.

$$d = \frac{\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{108,0 - 48,0}{2} = 30,0 \text{ м}.$$

Определяется высота волны 1% обеспеченности для основного и пове-  
рочного случаев:

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		95

Вычисляем безразмерные комплексы  $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$  и  $\frac{g \cdot t}{V_w}$ , где  $t$  – период развития волн на водохранилище,  $t=6$  ч

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 6000}{10^2} = 589,$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{10} = 21190.$$

По графику по верхней огибающей кривой графика на рисунке 1[14], используя значения  $\frac{g \cdot t}{V_w}$  и  $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ , определяем параметры  $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$ .

Принимаем меньшие полученные значения

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,035; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 2,6.$$

Определим средний период волны  $\bar{T}$  и среднюю высоту волны  $\bar{h}$

$$\bar{h} = \frac{0,035 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,035 \cdot 10^2}{9,81} = 0,36 \text{ м,}$$

$$\bar{T} = \frac{2,6 \cdot V_w}{g} = \frac{2,6 \cdot 10}{9,81} = 2,65 \text{ с.}$$

Рассчитаем среднюю длину волны

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 2,65^2}{2 \cdot 3,14} = 11,0 \text{ м.}$$

Условие  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$  выполнено, следовательно, расчет произведен, верно, для глубоководной зоны.

Определим высоту волны 1 % обеспеченности

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i,$$

где  $K_i$  – коэффициент, определяем по рисунку 2[14] в зависимости от значения  $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ , принимаем  $K_i = 2,52$ , получаем

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		96



$$h_{1\%} = 0,36 \cdot 2,52 = 0,91 .$$

Высота наката волн на откос 1% обеспеченности для фронтально подходящих волн при глубине перед сооружением  $d > 2 \cdot h_{1\%}$  определяют по формуле

$$h_{run\ 1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%},$$

где  $k_{run}$  – коэффициент, принимаемый по графикам в зависимости от пологости волны  $\bar{\lambda}_d/h_{1\%}$  на глубокой воде

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{11,0}{0,91} = 12,1 ,$$

Принимаем  $k_{run} = 2,0$ .

$$h_{run\ 1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 2,0 \cdot 0,91 = 2,46 \text{ м.}$$

$$h_s = h_{run\ 1\%} + \Delta h_{set} + a = 2,46 + 0,003 + 0,8 = 3,26 \approx 3,3 \text{ м.}$$

За отметку гребня быка бетонной водосливной плотины принимается наибольшая из трёх

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГЗП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 107,0 + 5,5 = 112,5 \text{ м,}$$

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГЗП} = \nabla_{ФПУ} + h_s = 108,0 + 3,3 = 111,3 \text{ м,}$$

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 99,0 + 1,6 \cdot 8,0 = 111,8 \text{ м.} \quad (6.49)$$

где  $\nabla_{ГВ}$  – отметка гребня водослива, определяется гидравлическими расчётами;

$H_{ст}$  – напор на гребне водослива (стандартный), определённый гидравлическими расчётами.

Принимаем наибольшее значение  $\nabla_{ГБ}$

$$\nabla_{ГБ} = 112,5 \text{ м.}$$

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		97

## 6.2.2 Конструирование отдельных элементов подземного контура плотины

### 6.2.2.1 Понур

Назначение понура – уменьшать фильтрационный расход и снижать противодиффузионное давление в основании плотины путем удлинения путей фильтрации.

На основании сложенном из трепел устраивают жесткие понуры. В качестве материала понура будем использовать бетон.

Длина понура составит

$$l_n = (1 \div 1,5)H, \quad (6.50)$$

где  $H$  – напор на сооружении.

$$H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}}(\text{min}) = 107,0 - 53,8 = 53,2 \text{ м}; \quad (6.51)$$

$$l_n = 1,5 \cdot 53,2 = 79,8 \approx 80 \text{ м.}$$

Толщина понура в сечении у основания определяется из условия

$$\delta_n \geq \frac{H}{J_{\text{доп}}} = \frac{53,2}{15} = 3,6 \text{ м}, \quad (6.52)$$

где  $J_{\text{доп}}$  – допускаемый градиент фильтрационного потока, для бетона принимаем  $J_{\text{доп}} = 15$ .

Минимальную толщину понура принимаем 1,0 м.

### 6.2.2.2 Шпунт

Применяем железобетонный шпунт длиной 20 м.

### 6.2.2.3 Дренажные устройства

Для отвода профильтровавшейся воды, снятия фильтрационного давления на сооружение, предотвращения разрушения грунта основания под подошвой сооружения устанавливают дренажи.

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
						98
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		

## 6.2.3 Конструктивные элементы нижнего бьефа

### 6.2.3.1 Водобой

Длина водобоя

$$l_{\text{в}} = (0,8 \div 1) \cdot l_{\text{пр}}, \quad (6.57)$$

где  $l_{\text{пр}}$  - длина прыжка, рассчитанная по формуле (6.34).

$$l_{\text{в}} = 0,83 \cdot 65 = 54 \text{ м.}$$

Толщина водобоя

$$\delta_{\text{вод}} = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c}, \quad (6.58)$$

где  $v_c$  - скорость потока в сжатом сечении;  
 $h'_c$  - глубина в сжатом сечении для основного случая.  
Скорость потока

$$v_c = \frac{Q_p}{(B + \sum \delta_{\text{б}}) \cdot h'_c} = \frac{4943}{144 \cdot 1,2} = 28,6 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.59)$$

$$\delta_{\text{вод}} = 0,15 \cdot 28,6 \cdot \sqrt{1,2} = 4,7 \text{ м.} \quad (6.60)$$

Отметка пола водобоя

$$\nabla_{\text{ПВ}} = \nabla_{\text{ДНО}} = 48,0 \text{ м.}$$

Далее проведем проверку плиты на всплытие. Устойчивость на всплытие определяем условием

$$K_{\text{всп}} = \frac{(\rho_{\text{б}} - \rho_{\text{в}}) \delta_{\text{в}} \cdot l_{\text{в}} \cdot g \cdot \gamma_{\text{сд}}}{(W_{\text{д}} + W_{\text{н}} + W_{\text{ф}}) \gamma_{\text{лс}}} \geq \gamma_{\text{н}}, \quad (6.61)$$

где  $\gamma_{\text{сд}}$  - коэффициент условий работ, принимаемый  $\gamma_{\text{сд}} = 0,9$ ;  
 $\gamma_{\text{лс}}$  - коэффициент сочетания нагрузок, принимаемый  $\gamma_{\text{лс}} = 1$ ;  
 $\gamma_{\text{н}}$  - коэффициент надежности, принимаемый  $\gamma_{\text{н}} = 1,25$ ;  
 $W_{\text{д}}$  - дефицит давления;  
 $W_{\text{н}}$  - пульсационная вертикальная динамическая нагрузка;

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
						99
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		

$W_{\phi}$  – фильтрационное противодействие.

Фильтрационное противодействие

$$W_{\phi} = 0,05 \cdot (T - h''_c) \cdot l_b \cdot \rho_w \cdot g \cdot 0,5, \quad (6.62)$$

где  $T$  – превышение уровня верхнего бьефа над водоемом

$$T = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 107,0 - 48,0 = 61,0 \text{ м.} \quad (6.63)$$

$$W_{\phi} = 0,05 \cdot (61,0 - 14,3) \cdot 54 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,5 = 618,5 \text{ кН.}$$

Дефицит давления

$$W_d = \frac{1}{2} \cdot t_1 \cdot g \cdot \rho_w \cdot l_b, \quad (6.64)$$

где  $t_1 = (0,6 \div 0,7)(h''_c - h'_c) = 0,7 \cdot (14,3 - 1,2) = 9,2$ .

$$W_d = \frac{1}{2} \cdot 9,2 \cdot 9,81 \cdot 1000 \cdot 54 = 2436,8 \text{ кН.}$$

Пульсационная вертикальная динамическая нагрузка

$$W_n = \frac{\alpha v_c^2 \rho_w}{2} \cdot \omega^B, \quad (6.65)$$

где  $\alpha = 0,05 \div 0,07$ ;

$v_c$  – тоже что и в формуле (6.44);

$\omega^B$  – площадь миделева сечения плиты водобоя.

$$\omega^B = \delta_b \cdot 1 = 4,7 \cdot 1 = 4,7 \text{ м}^2. \quad (6.66)$$

$$W_n = \frac{0,05 \cdot 28,6^2 \cdot 1000}{2} \cdot 4,7 = 96,1 \text{ кН.}$$

Получаем

$$K_{\text{всп}} = \frac{(2400 - 1000) \cdot 4,7 \cdot 54 \cdot 9,81 \cdot 0,9}{(618,5 + 2436,8 + 96,1) \cdot 10^3 \cdot 1} = 1,00 < 1,25.$$

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
						100
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		

следовательно, условие устойчивости плиты на всплытие не выполняется, необходимо увеличить толщину водобойной плиты и заново провести расчёт. Принимаем  $\delta_{\text{вод}} = 6,0$  м, получаем

$$\omega^B = \delta_B \cdot 1 = 6,0 \cdot 1 = 6,0 \text{ м}^2.$$

$$W_n = \frac{0,05 \cdot 28,6^2 \cdot 1000}{2} \cdot 6,0 = 122,7 \text{ кН.}$$

$$K_{\text{всп}} = \frac{(2400 - 1000) \cdot 6,0 \cdot 54 \cdot 9,81 \cdot 0,9}{(618,5 + 2436,8 + 122,7) \cdot 10^3 \cdot 1} = 1,26 > 1,25,$$

следовательно, условие устойчивости плиты на всплытие выполняется.

### 6.2.3.2 Рисберма

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния поток. Выполняется чаще всего в виде крепления из бетонных плит, со сдвинутыми швами. Конструкция рисбермы по течению должна постепенно облегчаться. Плиты бетонируют на месте, выполняют квадратными или прямоугольными, размером от 2 до 20 метров. Плиты имеют дренажные отверстия, под плитами устраивается обратный фильтр.

Толщина первой плиты рисбермы принимается не менее половины толщины плиты водобоя

$$t_{p1} > \frac{1}{2} \cdot \delta_{\text{вод}} = \frac{1}{2} \cdot 6,0 = 3,0 \text{ м,} \quad (6.67)$$

принимаем  $t_{p1} = 4,0$  м

Толщину второй и последующих плит принимаем

$$t_{p2} = 2,0 \text{ м.}$$

Длина рисбермы

$$l_p = (1 \div 2)l_b = 1,5 \cdot 54,0 = 81,0 \approx 80 \text{ м.} \quad (6.68)$$

Принимаем 8 плит по 10 м.

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		101

### 6.2.3.3 Ковш

Концевой участок рисбермы устраиваем в виде ковша, предназначенный для защиты рисбермы от подмыва с заложением внутреннего откоса  $m = 1:4$  и с заложением внешнего откоса  $m = 1:2$ . На дно ковша укладываем слой отсыпки камня, толщиной 1 м.

Глубина ковша в месте наибольшего размыва определяется по формуле:

$$h_{max} = K_p \sqrt{\frac{q_p}{v_n}} = 1,2 \cdot \sqrt{\frac{34,3}{2,54}} = 3,7 \text{ м}, \quad (6.69)$$

где  $K_p$  – коэффициент, зависящий от условий размыва (1,05-1,7);

$v_n$  – неразмывающая скорость течения потока для грунта дна реки, для трепел со средней зернистостью 100 мм, принимаем  $v_n = 2,54$  м/с.

За счет отсыпки в ковш камня или гравия его глубина может быть уменьшена.

Длина дна ковша:

$$l_k = (2 \div 5)h_{кр} = 3 \cdot 5,2 = 15,6 \approx 16 \text{ м}. \quad (6.70)$$

Общая длина послепрыжкового участка (рисбермы с ковшом) определяем по рекомендации М.С. Вызго

$$l_{nn} = \frac{0,4}{n} \cdot (h_c'')_{ст} = \frac{0,4}{0,025} \cdot 8,7 = 139,2 \text{ м}, \quad (6.71)$$

где  $n$  – коэффициент шероховатости русла, принимаемый 0,025.

### 6.2.4 Определение ширины и отметки подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 2) устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
						102
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		



$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{f \left( \frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.56)$$

где  $f$  – коэффициент трения бетона по грунту, для суглинка принимаем  $f = 0,62$ ;

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

Задаваясь различными  $n$  несколько раз, определяем  $B_n$  по двум формулам и строим графики зависимости  $B_n = f(n)$  представленный в таблице 6.3 и на рисунке 6.4. Точка пересечения графиков определит расчетную ширину подошвы.

Таблица 6.3 – Значения для определения расчётной ширины подошвы

n	B1	B2
0,00	48,6	70,5
0,05	51,7	68,7
0,10	55,3	67,0
0,15	59,6	65,4
0,20	65,1	63,8
0,25	72,1	62,3
0,30	81,9	60,9
0,35	96,5	59,6
0,40	122,3	58,3
0,45	191,4	57,0

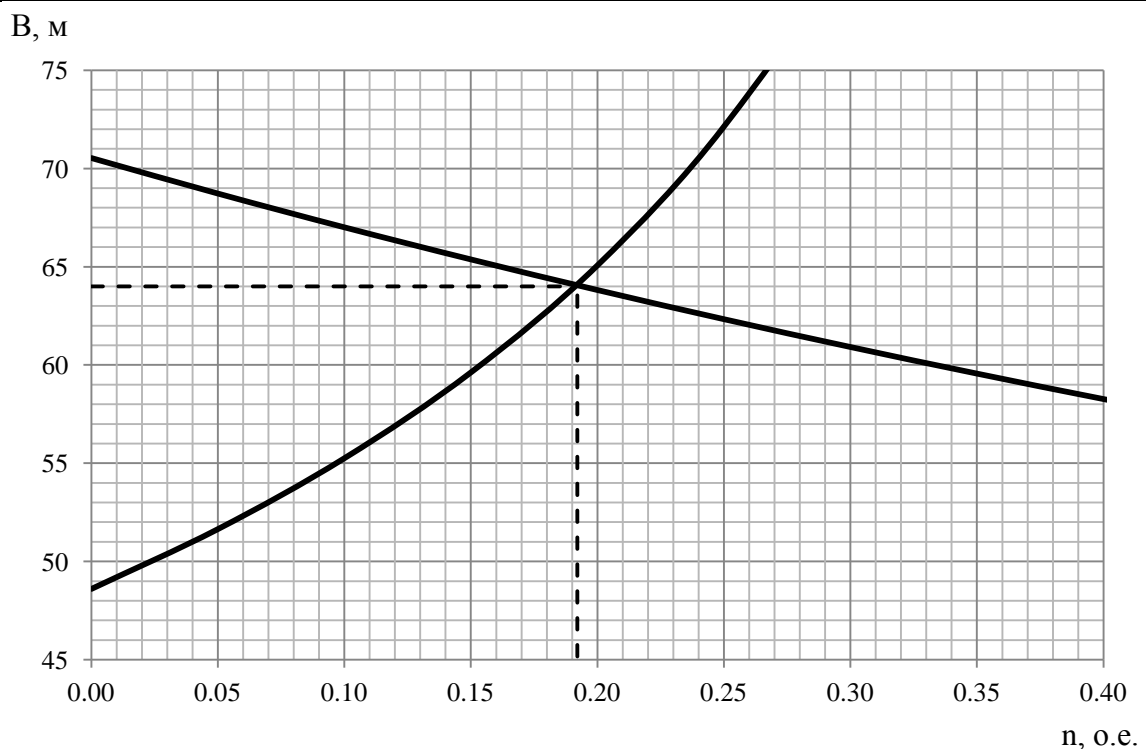


Рисунок 6.4 – Определение ширины подошвы плотины



Графики пересекаются в точке  $n = 0,19$  и  $B_{\Pi} = 64$  м, следовательно, ширина подошвы плотины равна 64,0 м.

## 6.2.5 Разрезка плотины швами, быки, устои

### 6.2.5.1 Разрезка плотины швами

В плотинах на не скальном основании разрезку швами в основном производят по осям бычков, во избежание возможности заклинивания затворов. Ширина между температурно-осадочными швами составляет 36 метра.

### 6.2.5.2 Устои

При проектировании гидроузла в заданном створе установим разделительный устой, разделяющий водосливную плотину от станционной бетонной плотины и сопрягающий устой, сопрягающий бетонную и грунтовую плотину.

## 6.3 Фильтрационные расчёты

Параметры фильтрационного потока определяются методом удлинённой контурной линии с помощью построения схемы. На прямой линии, последовательно откладываются длины элементов подземного контура. Крайние отрезки достраиваются, длина их -  $0,44T_{\text{ср}}$  ( $T_{\text{ср}}$  – среднее расстояние до водоупора), таким образом учитывают дополнительные потери на вход и выход.

Необходимо определить глубину залегания расчетного водоупора -  $T_{\text{расч}}$ . находится, исходя из соотношения:

$$\frac{l_0}{s_0} = \frac{144,0}{28,0} = 5,1, \quad (6.72)$$

где  $l_0$  – длина проекции подземного контура на горизонталь;  
 $s_0$  – длина проекции подземного контура на вертикаль.

$$l_0 = B_{\Pi} + L_{\Pi} = 64,0 + 80,0 = 144,0 \text{ м.} \quad (6.73)$$

$$s_0 = (\nabla_{\text{дно}} - \nabla_{\text{под}}) + L_{\text{шп}} = (48,0 - 40,0) + 20 = 28,0 \text{ м.} \quad (6.74)$$

Так как  $5 < \frac{l_0}{s_0}$ , то  $T_{\text{расч}}$  находится как:

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		105

$$T_{\text{расч}} = 0,5 \cdot l_0 = 0,5 \cdot 144 = 72,0 \text{ м.} \quad (6.72)$$

$$0,44T_{\text{ср}} = 0,44 \cdot 72,0 = 31,68 \text{ м.} \quad (6.73)$$

Откладываем вертикальную линию равную напору для обоих видов нагрузок:

$$H_{\text{осн}} = \nabla \text{НПУ} - \text{УНБ}_{\text{min}} = 107,0 - 53,8 = 53,2 \text{ м,}$$

$$H_{\text{пов}} = \nabla \text{ФПУ} - \text{УНБ}_{\text{max}} = 108,0 - 60,9 = 47,1 \text{ м.}$$

Эпюры фильтрационного давления представлены в приложении Е и Ж.

## 6.4 Статические расчёты плотины

### 6.4.1 Определение основных нагрузок на плотину

Первый расчётный случай – нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа. Второй расчётный случай – паводковый поверочный при ФПУ в верхнем бьефе и максимальном уровне в нижнем бьефе.

#### 6.4.1.1 Вес сооружения и механизмов

Площади и точки приложения найдены с помощью программы AutoCAD.

Вес 1 п.м. водосливной части плотины определяется по формуле

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{1914,4 \cdot 24 \cdot 9,81 \cdot 2400}{24 + 6} = 36058,1 \text{ кН/м,} \quad (6.74)$$

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

$b = 24 \text{ м}$  – ширина пролета;

$\delta_6 = 6 \text{ м}$  – толщина быка.

Площадь поперечного сечения плотины

$$S_{\text{пл}} = 1914,4 \text{ м}^2.$$

Точка приложения равнодействующей  $G_{\text{пл}}$  относительно центра подошвы плотины

$$Y_{\text{пл}} = -6,08 \text{ м.}$$

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		106

Вес бычка и точку его приложения определим аналогичным образом

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{2747,7 \cdot 6 \cdot 9,81 \cdot 2400}{24 + 6} = 12938,4 \text{ кН/м}; \quad (6.75)$$

Площадь поперечного сечения бычка

$$S_6 = 2747,7 \text{ м}^2.$$

Точка приложения равнодействующей  $G_6$  относительно центра подошвы ПЛОТИНЫ

$$Y_6 = -11,68 \text{ м.}$$

Вес подъёмного механизма определяется приближенно по формуле

$$Q_n = 0,1T(0,35 + v) - 0,005T, \quad (6.76)$$

где  $v = 1 \div 2$  м/с - скорость подъёма затвора;

$T = K \cdot (Q_3 + 0,08 \cdot P_3)$  - тяговое усилие для колёсных затворов;

$K = 1,25 - 1,5$  - коэффициент запаса,

$Q_3$  - вес плоского затвора

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f \cdot g} = 0,055 \cdot 285 \cdot \sqrt{285 \cdot 9,81} = 828,8 \text{ кН}, \quad (6.77)$$

где  $f$  - площадь затвора

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (108,0 - 99,0 + 0,5) \cdot 30 = 285 \text{ м}^2.$$

Приведённый вес затвора на 1 п.м.

$$q_3^{\text{прив}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{828,8}{30 + 6} = 23,0 \text{ кН/м}. \quad (6.78)$$

Далее, по ходу выполнения проекта, расчеты действующих нагрузок на плотину будем вести параллельно расчеты для двух случаев: основного и поверочного.

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
						107
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		

### 6.4.1.2 Сила гидростатического давления

Сила гидростатического давления воды определяется по формулам гидравлики. Эпюры с гидростатического давления на верховую и низовую грани бетонной плотины приняты по треугольнику.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:  
Со стороны ВБ

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 67,0^2}{2} = 22018,5 \text{ кН/м}, \quad (6.79)$$

где  $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 107,0 - 40,0 = 67,0 \text{ м}$ .

$$T'_B = \frac{\rho_w g h'_1{}^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 68,0^2}{2} = 22680,7 \text{ кН/м},$$

где  $h'_1 = \nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 108,0 - 40,0 = 68,0 \text{ м}$ .  
со стороны НБ

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 13,8^2}{2} = 934,1 \text{ кН/м},$$

где  $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 53,8 - 40,0 = 13,8 \text{ м}$ .

$$T'_H = \frac{\rho_w g h'_2{}^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 20,9^2}{2} = 2142,6 \text{ кН/м},$$

где  $h'_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{под}} = 60,9 - 40,0 = 20,9 \text{ м}$ .

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды:  
с верхнего бьефа

$$W_B = \rho_w g S_{\text{ЭП}}^B = 1000 \cdot 9,81 \cdot 478,9 = 4698,0 \text{ кН/м},$$

где  $S_{\text{ЭП}}^B = 478,9 \text{ м}^2$ .

$$W'_B = \rho_w g S_{\text{ЭП}}^{B'} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 488,2 = 4789,2 \text{ кН/м},$$

где  $S_{\text{ЭП}}^{B'} = 488,2 \text{ м}^2$ .  
с нижнего бьефа

$$W_H = \rho_w g S_{\text{ЭП}}^H = 1000 \cdot 9,81 \cdot 59,8 = 586,6 \text{ кН/м},$$

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		108

где  $S_{\text{ЭП}}^{\text{H}} = 59,8 \text{ м}^2$ .

$$W_{\text{H}}' = \rho_{\text{w}} g S_{\text{ЭП}}^{\text{H}'} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 185,0 = 1814,9 \text{ кН/м},$$

где  $S_{\text{ЭП}}^{\text{H}'} = 185,0 \text{ м}^2$ .

#### 6.4.1.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления равна площади эпюры:

$$W_{\text{ВЗВ}} = \rho_{\text{w}} g S_{\text{ЭП}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 820,5 = 8049,1 \text{ кН/м}, \quad (6.80)$$

$$W_{\text{ВЗВ}}' = \rho_{\text{w}} g S_{\text{ЭП}}' = 1000 \cdot 9,81 \cdot 1274,9 = 12506,8 \text{ кН/м}.$$

#### 6.4.1.4 Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления равна площади эпюры:

$$W_{\text{Фосн}} = \rho_{\text{w}} g S_{\text{ЭП}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 467,6 = 4587,2 \text{ кН/м},$$

где  $S_{\text{ЭП}} = 467,6 \text{ м}^2$ .

$$W_{\text{Фпов}} = \rho_{\text{w}} g S_{\text{ЭП}}' = 1000 \cdot 9,81 \cdot 1093,2 = 10724,3 \text{ кН/м},$$

где  $S_{\text{ЭП}}' = 1093,2 \text{ м}^2$ .

#### 6.4.1.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле

$$\begin{aligned} p_{\text{H}} &= \gamma_{\text{H}} h_{\text{H}} \text{tg}^2(45 - \varphi_{\text{H}}/2) = 13 \cdot 5 \cdot \text{tg}^2(45 - 22/2) = \\ &= 29,6 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.81)$$

где  $\gamma_{\text{H}} = (9 - 13) \text{ кН/м}^2$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, принимаем  $\gamma_{\text{H}} = 13 \text{ кН/м}^2$ ;

$h_{\text{H}}$  – толщина слоя наносов, принимается от уровня заиления до дна, пригрузочного слоя, принимаем  $h_{\text{H}} = 5 \text{ м}$ ;

$\varphi_{\text{H}}$  – угол внутреннего трения наносов, принимаем  $\varphi_{\text{H}} = 20^\circ$ .

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		109



$$\text{где } h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 1,80^2}{21,0} = 0,48 \text{ м.}$$

Равнодействующая волнового давления при поверочном случае

$$W'_{\text{волн}} = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,91 \cdot \left( \frac{11,0}{3,14} + \frac{0,24}{2} \right) = 16,2 \text{ Н/м,}$$

$$\text{где } h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,91^2}{11,0} = 0,24 \text{ м.}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{21,0}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,8 = 2,67 \text{ м;} \quad (6.85)$$

при ФПУ

$$y_c = \frac{11,0}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,91 = 1,41 \text{ м.}$$

#### 6.4.2 Расчёт прочности плотины

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

Для удобства расчета составим таблицу 6.4, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Таблица 6.4 – Нагрузки на плотину

Обозначение силы	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай			Поверочный случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$T_g$	1	→	22018,5	22,33	491673	22680,7	22,67	514171
$T_n$	1	←	934,1	-4,6	-4297	2142,6	-6,97	-14934
$W_g$	1	↓	4698,0	-27,57	-129524	4789,2	-27,56	-131990
$W_n$	1	↓	586,6	26,28	15416	1814,9	24,15	43830
$G_{пл}$	0,95	↓	34255,2	-6,08	-208272	34255,2	-6,08	-208272
$G_{б}$	0,95	↓	12291,5	-11,68	-143564	12291,5	-11,68	-143564

Продолжения таблицы 6.4

Обозначение силы	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай			Поверочный случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
$W_{взв}$	1	↑	8049,1	0	0	12506,8	0	0
$W_\phi$	1	↑	4587,2	18,7	85781	10724,3	4,42	47401
$E_H$	1,2	→	88,8	9,67	859	88,8	9,67	859
$W_{волн}$	1	→	61,1	64,33	3931	16,2	66,59	1079
$Q_3$	1,2	↓	27,6	-19,31	-533	27,6	-19,31	-533
$\Sigma R = N$		↑↓	39222,6			29947,3		
$\Sigma W$		↔	21234,3			20643,1		
$\Sigma M$			111469			108047		

Эпюры нагрузок представлены в приложении 3 и И.

Расчёт краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчёте на 1 п.м. длины).

**Основное сочетание нагрузок**

Для верховой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b_d} + \frac{6\Sigma M}{b_d^2} = -\frac{39222,6}{64,0} + \frac{6 \cdot 111469}{64,0^2} = -450 \text{ кПа.} \quad (6.86)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2) = -450 \cdot 0,19^2 - 9,81 \cdot 67,0 \cdot (1 - 0,19^2) = -650 \text{ кПа,} \quad (6.87)$$

где  $H_d^u$  - напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа,

$$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 107,0 - 40,0 = 67,0 \text{ м.} \quad (6.88)$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) m_u = (9,81 \cdot 67,0 - 450) \cdot 0,19 = 39 \text{ кПа.} \quad (6.89)$$

Главные сжимающие напряжения:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -450 \cdot (1 + 0,19^2) + 9,81 \cdot 67,0 \cdot 0,19^2 = -442 \text{ кПа,} \quad (6.90)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -9,81 \cdot 67,0 = -657 \text{ кПа,} \quad (6.91)$$



Нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верховой грани:

$$\begin{aligned} \sigma_c^u &= \frac{(1 + m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w h \left[ \cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1 - m_u^2}{1 + m_u^2} \right] \right\} = \\ &= \frac{(1 + 0,19^2)}{2} \cdot (-450 \cdot [\cos 2(0 - 0) + 1] + 9,81 \cdot 67 \cdot \\ &\cdot \left[ \cos 2(0 - 0) - \frac{1 - 0,19}{1 + 0,19} \right]) = -449 \text{ кПа.} \end{aligned} \quad (6.92)$$

Для низовой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b_d} - \frac{6\Sigma M}{b_d^2} = -\frac{39222,6}{64,0} - \frac{6 \cdot 111469}{64,0^2} = -776 \text{ кПа,} \quad (6.93)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -776 \cdot 0,81^2 - 9,81 \cdot 13,8 \cdot \\ &\cdot (1 - 0,81^2) = -556 \text{ кПа,} \end{aligned} \quad (6.94)$$

где  $H_d^t$  – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа,

$$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{под}} = 53,8 - 40,0 = 13,8 \text{ м.} \quad (6.95)$$

Касательные напряжения на низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(9,81 \cdot 13,8 - 776) \cdot 0,81 = 519 \text{ кПа,} \quad (6.96)$$

Главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = -776 \cdot (1 + 0,81^2) + \\ &+ 9,81 \cdot 13,8 \cdot 0,81^2 = -1196 \text{ кПа,} \end{aligned} \quad (6.97)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -9,81 \cdot 13,8 = -135 \text{ кПа.} \quad (6.98)$$

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
						113
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		

### Особое сочетание нагрузок

Для верховой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{29947,3}{64,0} + \frac{6 \cdot 108047}{64,0^2} = -310 \text{ кПа},$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^u = -310 \cdot 0,19^2 - 9,81 \cdot 68,0 \cdot (1 - 0,19^2) = -654 \text{ кПа},$$

где  $H_d^u$  - напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа,

$$H_d^u = \nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 108,0 - 40,0 = 68,0 \text{ м.}$$

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (9,81 \cdot 68,0 - 310) \cdot 0,19 = 68 \text{ кПа.}$$

Главные напряжения:

$$\sigma_1^u = -310 \cdot (1 + 0,19^2) + 9,81 \cdot 68,0 \cdot 0,19^2 = -301 \text{ кПа},$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -9,81 \cdot 68,0 = -667 \text{ кПа},$$

Нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верховой грани:

$$\sigma_c^u = \frac{1}{2} \cdot \left\{ -310 \cdot [\cos 2(0) + 1] + 9,81 \cdot 68 \cdot \left[ \cos 2(0) - \frac{1 - 0,19}{1 + 0,19} \right] \right\} = -309 \text{ кПа}.$$

Для низовой грани

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{29947,3}{64,0} - \frac{6 \cdot 108047}{64,0^2} = -626 \text{ кПа},$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам:

$$\sigma_x^t = -626 \cdot 0,81^2 - 9,81 \cdot 20,9 \cdot (1 - 0,81^2) = -481 \text{ кПа},$$

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
						114
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		

где  $H_d^t$  – напор над расчётным сечением стороны нижнего бьефа,

$$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{под}} = 60,9 - 40,0 = 20,9 \text{ м.}$$

Касательные напряжения на низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 20,9 - 626) \cdot 0,81 = 341 \text{ кПа,}$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = -626 \cdot (1 + 0,81^2) + 9,81 \cdot 20,9 \cdot 0,81^2 = -902 \text{ кПа,}$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -9,81 \cdot 20,9 = -205 \text{ кПа.}$$

Составим таблицу 6.5 для полученных краевых напряжений.

Таблица 6.5 – Краевые напряжения в горизонтальных сечениях плотины

Напорная грань		Низовая грань	
<b>Основное сочетание нагрузок</b>			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
$\sigma_y^u$	-450	$\sigma_y^t$	-776
$\sigma_x^u$	-650	$\sigma_x^t$	-556
$\tau_{xy}^u$	39	$\tau_{xy}^t$	519
$\sigma_1^u$	-442	$\sigma_3^t$	-1196
$\sigma_3^u$	-657	$\sigma_1^t$	-135
$\sigma_c^u$	-449		
<b>Особое сочетание нагрузок</b>			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
$\sigma_y^u$	-310	$\sigma_y^t$	-626
$\sigma_x^u$	-654	$\sigma_x^t$	-481
$\tau_{xy}^u$	68	$\tau_{xy}^t$	341
$\sigma_1^u$	-301	$\sigma_3^t$	-902
$\sigma_3^u$	-667	$\sigma_1^t$	-205
$\sigma_c^u$	-309		

Эпюры краевых напряжений представлены в приложении К.

### 6.4.3 Оценка прочности плотины

После определения напряжений для основного и особого сочетания нагрузок, необходимо проверить выполнение следующих условий:

- 1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \gamma_{1c} |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} R_b, \quad (6.99)$$

где  $\gamma_n = 1,25$  – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений I класса;

$\gamma_{1c}$  – коэффициент сочетания нагрузок ( $\gamma_{1c} = 1$  – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок;  $\gamma_{1c} = 0,9$  – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок);

$\sigma_3$  – минимальное главное напряжение;

$R_b = 4500 \text{ Па}$  – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона B7,5;

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условия работы ( $\gamma_{cd} = 1,0$  – при основном сочетании нагрузок;  $\gamma_{cd} = 1,1$  – при особом сочетании нагрузок).

Для основного сочетания нагрузок:

для нижней грани:

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-1196| \leq 4500 \cdot 1,0,$$

$$1495 < 4500,$$

для верхней грани:

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-657| \leq 4500 \cdot 1,0,$$

$$821 < 4500.$$

Для особого сочетания нагрузок:

для нижней грани:

$$1,25 \cdot 0,9 \cdot |-902| \leq 4500 \cdot 1,1,$$

$$1015 < 4950,$$

для верхней грани:

$$1,25 \cdot 0,9 \cdot |-667| \leq 4500 \cdot 1,1,$$

$$750 < 4950,$$

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		116

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

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.100)$$

для основного сочетания нагрузок:

$$-450 < 0.$$

для особого сочетания нагрузок:

$$-310 < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25\gamma_w H_d^u, \quad (6.101)$$

для основного сочетания нагрузок:

$$|-450| \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 67,0,$$

$$450 > 164.$$

для особого сочетания нагрузок:

$$|-310| \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 68,0,$$

$$310 > 167.$$

4) В контактном сечении:

$$\sigma_c^u \leq 0, \quad (6.102)$$

для основного сочетания нагрузок:

$$-449 \leq 0.$$

для особого сочетания нагрузок:

$$-309 \leq 0.$$

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		117

5) Под всей плотиной:

$$\sigma_y^{max} \leq [\sigma_0]_h, \quad (6.103)$$

где  $[\sigma_0]_h$  – допускаемые напряжения в основании на глубине  $h$  от дна:

$$[\sigma_0]_h = [\sigma_0] = 1,17 \text{ МПа},$$

где  $[\sigma_0] = 1,17 \text{ МПа}$  – допускаемые напряжения на сжатие для трепел.  
для основного сочетания нагрузок:

$$-776 \leq 1170.$$

для особого сочетания нагрузок:

$$-626 \leq 1170.$$

#### 6.4.4 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на нескальных основаниях определяется несущей способностью основания.

Предельным равновесием сооружения и основания следует считать такое состояние, при котором на всем протяжении рассматриваемой поверхности скольжения выполняется равенство

$$\tau_{max} \leq \tau_{lim} = \sigma_y^{max} \cdot tg\varphi + c = 783,5 \cdot 0,700 + 80 = 628 \text{ кПа}. \quad (6.104)$$

Расчёт устойчивости гравитационных сооружений, основания которых сложены песчаными, крупнообломочными, твердыми и пылевато-глинистыми полутвёрдыми грунтами, следует производить только по схеме плоского сдвига при выполнении условия

$$N_\sigma = \frac{\sigma_y^{max}}{b\gamma_{гр}} \leq N_0, \quad (6.105)$$

где  $N_\sigma$  – число моделирования;

$\sigma_y^{max}$  – максимальное нормальное напряжение в угловой точке под подошвой сооружения;

$b$  – размер стороны (ширина) прямоугольной подошвы сооружения, параллельной сдвигающей силе;

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
						118
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		

$\gamma_{гр}$  – удельный вес грунта основания, принимаемый ниже уровня воды с учетом ее взвешивающего действия,  $N_0 = 3$ .

Получаем

$$N_{\sigma} = \frac{776}{64 \cdot 6,4} = 1,9 \leq 3.$$

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.106)$$

где  $\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый для I класса сооружений равный 1,25;

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок ( $\gamma_{lc} = 1$  – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок,  $\gamma_{lc} = 0,9$  – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок);

$\gamma_{cd}$  – коэффициент условий работы ( $\gamma_{cd} = 1,0$  – при расчете плотины на сдвиг на нескальном основании),

$R$  – расчетное значение обобщенной несущей способности (силы, сопротивляющейся сдвигу):

$$R = (G_{пл} + G_6 + Q_3 + W_B + W_H - W_{\phi} - W_{взв}) \cdot tg\varphi + c \cdot \omega, \quad (6.107)$$

где  $\omega$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п.м  $\omega = B_n \cdot 1 = 64 \cdot 1 = 64 \text{ м}^2$ ;

$c$  – сцепление грунта, для габбро-диорита,  $c = 80 \text{ кН/м}^2$ .

$F$  – сдвигающая сила:

$$F = T_B - T_H + W_{волн} + E_H. \quad (6.108)$$

Для основного сочетания нагрузок

$$R = 39222,6 \cdot tg32 + 64 \cdot 80 = 29629 \text{ Н/м},$$

$$F = \sum W = 15980,2 \text{ Н/м},$$

$$\frac{29629 \cdot 1,0}{21234,3 \cdot 1,0} = 1,38 > 1,25.$$

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		119

Для особого сочетания нагрузок:

$$R = 29947,3 \cdot tg32 + 64 \cdot 80 = 23833,1 \text{ Н/м},$$

$$F = \sum W = 20643,1 \text{ Н/м}.$$

$$\frac{23833,1 \cdot 1,0}{20643,1 \cdot 0,9} = 1,28 > 1,25.$$

Условия прочности и устойчивости выполняются

### 6.5 Расчет длины здания ГЭС

Ширина агрегатного блока при металлической спиральной камере составляет

$$L_{\text{б}} = 3,5 \cdot D_1 = 3,5 \cdot 7,1 = 24,9 \approx 25,0 \text{ м.} \quad (6.109)$$

Длину монтажной площадки принимаем равной длине агрегатного блока

$$L_{\text{м}} = L_{\text{б}} = 25,0 \text{ м.}$$

Длина общего здания ГЭС вычисляется из выражения

$$L_{\text{ГЭС}} = L_{\text{б}} \cdot n_{\text{а}} + L_{\text{м}} = 25 \cdot 3 + 25 = 100,0 \text{ м.}$$

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		120



## **7 Разработка мероприятий по охране труда, противопожарной безопасности и по охране природы**

Лучегорская ГЭС согласно проекту является средненапорной станцией, но по объему водохранилища и возможным последствиям аварии на станции, в частности прорыва напорного фронта относится к первому классу по капитальности гидротехнических сооружений. В связи с этим одной из важнейших задач эксплуатационной службы является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Деятельность службы эксплуатации регулируется Федеральным законом «О безопасности гидротехнических сооружений». Основным требованием закона является составление декларации безопасности ГТС, состав которой определяется специальным Положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание и порядок составления Декларации безопасности ГТС, осуществление ее государственной экспертизы и является обязательным при проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитального ремонта, восстановления или консервации.

Вся ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений ГЭС, оснащаем контрольно–измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно–деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Вводим в состав эксплуатационного персонала специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

На основании полученных данных и Акте обследования о состоянии ГТС составляется Декларация безопасности, в которой обосновывается безопасность ГТС, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидацию явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

### **7.1 Охрана труда**

Отраслевые типовые инструкции по охране труда разрабатывают и принимают в пределах своей компетенции краевые органы государственного управления, осуществляющие регулирование и управление в соответствующих отраслях (сферах деятельности), по согласованию с Министерством труда и социальной защиты РФ.

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		121

Межотраслевые типовые инструкции по охране труда утверждает самостоятельно или совместно с республиканскими органами государственного управления Министерство труда и социальной защиты РФ.

Постановлением Министерства труда и социальной защиты РФ утверждена Инструкция о порядке принятия локальных нормативных правовых актов по охране труда для профессий и отдельных видов работ (услуг) (далее - Инструкция).

Согласно Инструкции работодателем должны быть разработаны и приняты инструкции по охране труда для профессий и отдельных видов работ (услуг), выполняемых в организации работниками различных профессий и должностей (например, погрузочно-разгрузочные работы, работы с электроинструментом и тому подобные), а также для работ, выполнение которых связано с повышенной опасностью (например, работы на высоте, работы в резервуарах, колодцах и других емкостных сооружениях и тому подобные).

Инструкции по охране труда разрабатываются на основе нормативных правовых актов, в том числе технических нормативных правовых актов, требования которых должны соблюдаться в организации, а также требований по охране труда, изложенных в технологической документации, технической документации на оборудование, эксплуатируемое в организации, с учетом специфики деятельности организации, конкретных условий производства работ, оказания услуг.

При отсутствии в нормативных правовых актах, в том числе технических нормативных правовых актах, требований по охране труда для профессий или отдельных видов работ (услуг) работодатели разрабатывают и включают в инструкции по охране труда требования по охране труда, обеспечивающие сохранение жизни, здоровья и работоспособности работающих в процессе трудовой деятельности.

В инструкции по охране труда включаются только те требования, которые относятся к охране труда и выполняются самими работающими.

Положения инструкций по охране труда не должны противоречить нормативным правовым актам, техническим нормативным правовым актам, содержащим требования по охране труда.

Руководство разработкой инструкций по охране труда возлагается на руководителя организации или его заместителя, в должностные обязанности которого входят вопросы организации охраны труда.

В необходимых случаях руководитель организации привлекает к разработке инструкций по охране труда иные организации либо отдельных специалистов, оказывающих услуги в области охраны труда.

Служба охраны труда организации осуществляет постоянный контроль за своевременной разработкой, проверкой и пересмотром инструкций по охране труда, оказывает методическую помощь разработчикам, содействует обеспечению их необходимыми правилами по охране труда, типовыми инст-

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		122

ружками по охране труда, другими нормативными правовыми актами, в том числе техническими нормативными правовыми актами, содержащими требования по охране труда.

Для вводимых в действие новых и реконструированных производств допускается разработка временных инструкций по охране труда.

Временные инструкции по охране труда обеспечивают безопасное ведение технологических процессов (работ) и безопасную эксплуатацию оборудования. Они разрабатываются на срок до приемки указанных производств в эксплуатацию.

Проект инструкции по охране труда рассматривается службой охраны труда (объектовым пожарным подразделением, медицинской службой), другими заинтересованными структурными подразделениями организации, а также профсоюзом (уполномоченным лицом по охране труда работников организации).

После рассмотрения поступивших замечаний и предложений проект инструкции по охране труда дорабатывается.

Проект инструкции по охране труда должен быть напечатан одинаковым шрифтом без текстовых выделений (подчеркивание, печатание вразрядку, прописными буквами), за исключением названия инструкции, ее разделов и глав, подстрочных примечаний к проекту инструкции, грифов «УТВЕРЖДЕНО», «СОГЛАСОВАНО».

Проект инструкции по охране труда подписывается руководителем структурного подразделения (разработчика) и представляется на согласование:

- службе охраны труда (специалисту по охране труда или специалисту, на которого возложены эти обязанности);
- при необходимости, по усмотрению службы охраны труда (специалиста по охране труда или специалиста, на которого возложены эти обязанности) - другим заинтересованным структурным подразделениям и должностным лицам организации;
- профсоюзу (уполномоченному лицу по охране труда работников организации).

Утверждение инструкции по охране труда осуществляется руководителем организации или его заместителем, в должностные обязанности которого входят вопросы организации охраны труда, либо приказом организации. Утверждение инструкции по охране труда оформляется грифом «УТВЕРЖДЕНО», который располагается в правом верхнем углу первой страницы инструкции.

Обучение специалистов является основным организационным мероприятием по улучшению состояния техники безопасности.

После обучения и в дальнейшем ежегодно производят проверку знаний правил техники безопасности, для чего создают квалификационную комиссию.

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		123

сию. После проверки знаний каждому рабочему и инженерно-техническому работнику выдают удостоверение по технике безопасности, в котором отмечают дату проверки знаний по технике безопасности и заключение по допуску к специальным работам: к работе на высоте, с вредными условиями труда, к работе с электросварочным аппаратом и др. Рабочим-электрикам в зависимости от уровня их знаний и стажа работы присваивают группу по электробезопасности, которая дает им право проводить работы в действующих электроустановках. Номер группы по электробезопасности и дату ее присвоения отмечают в удостоверении по технике безопасности.

Один из ответственных за обеспечение техники безопасности при выполнении работ является производитель работ. Он проводит целевой инструктаж, обеспечивает выполнение требуемых мероприятий по технике безопасности и производственной санитарии, наблюдает за исправным состоянием и правильной эксплуатацией оборудования, машин, механизмов, приспособлений и инструмента, следит за правильным и применением в полном объеме рабочими спецодежды и защитных средств, контролирует выполнение правил техники безопасности.

Особо сложные и специфические для данного объекта вопросы обеспечения безопасности работ рассматриваются в ППР. В ППР также разрабатываются меры безопасности при совмещении работ с другими смежными строительными-монтажными и наладочными организациями, определяются опасные зоны и даются рекомендации по их ограждению, решаются вопросы по санитарно-гигиеническому обслуживанию рабочих, если они не учтены в проектной документации объекта, и др.

## 7.2 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность на предприятии является одной из важнейших задач любого руководителя. Пожарная безопасность предприятия должна предусматривать:

- политику предприятия в области пожарной безопасности;
- организацию работ по пожарной безопасности;
- обязанности должностных лиц в области пожарной безопасности;
- обязанности ответственного лица за пожаробезопасность предприятия;
- обязанности служащих и рабочих;
- организация противопожарной подготовки специалистов, служащих и рабочих;
- основные требования пожарной безопасности.

Политика предприятия в области пожарной безопасности должна быть направлена на выполнение следующих задач:

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		124

- формирование системы пожарной безопасности, обеспечивающей эффективность мероприятий, направленных на предотвращение и ограничение распространения пожара;
- обеспечение объектов предприятия необходимыми средствами контроля, оповещения и пожаротушения;
- создание условий, направленных на соблюдение работниками требования пожарной безопасности и поддержания противопожарного режима;
- развитие компетентности администрации и работников в области пожарной безопасности;
- не допускать отклонений от стандартов, технических регламентов, принятой практики и процедур выполнения работ, которые могут привести к возникновению возгорания или пожара.

Пожароопасными объектами на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- реакторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство.

Организация работ по пожарной безопасности должна включать:

1. Разработка системы управления пожарной безопасностью.

На предприятии должны быть разработаны основные требования пожарной безопасности, включающие требования к безопасности людей, посетителей, требования к производственным, служебным, вспомогательным и другим помещениям, требования к содержанию и эксплуатации отопления, вентиляции, машин и оборудования, хранению материалов, обеспечение электробезопасности, требования к содержанию автотранспортных средств и другие, а также порядок совместных действий администрации предприятия и пожарной охраны при ликвидации пожаров.

2. Руководство и контроль за состоянием пожарной безопасности на предприятии. Ответственность за организацию пожарной безопасности несет руководитель предприятия. Ответственность за организацию пожарной безопасности в цехах и подразделения несут начальники цехов и руководители подразделений. В их должностных инструкциях прописываются права, обязанности и ответственность за соблюдением правил пожарной безопасности. На предприятии должны быть оформлены документы по пожарной безопасности.

Контроль за соблюдением требований руководящих документов и локальных актов по охране труда, а также за соблюдением на предприятии противопожарного режима осуществляет ответственный за пожаробезопасность предприятия.

3. Обеспечение пожарной безопасности при проведении технологических процессов, эксплуатации оборудования, производстве пожароопасных

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		125

работ. Действующие нормативные документы устанавливают жесткие требования к техническому состоянию оборудования (сюда входят машины, станки, механический и ручной инструмент, лифты, конвейеры и другое оборудование, потенциально опасное для человека). Также предъявляются требования по противопожарному состоянию оборудования, и поддержание противопожарного режима при его эксплуатации.

4. Установка и контроль за состоянием средств контроля, оповещения и пожаротушения. На предприятии должен быть издан приказ о проверке систем пожаротушения и автоматической пожарной сигнализации, а также об ответственном за их исправное состояние.

5. Организация разработки и обеспечение выделения финансовых средств на реализацию мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

6. Обучение по пожарной безопасности специалистов, служащих и рабочих включает:

- проведение вводного инструктажа;
- организация занятий по пожарно-техническому минимуму;
- проведение учений и противопожарных тренировок.

7. Электробезопасность.

Обеспечение электробезопасности на предприятии важно не только с точки зрения защиты людей от поражения электрическим током, но и в целях пожаробезопасности. Для организации работ по обеспечению электробезопасности приказом руководителя назначается ответственное лицо за электрохозяйство предприятия. На него возлагаются следующие обязанности: обеспечение безопасности работ в электроустановках, организация систематического проведения замеров сопротивления изоляции и заземления, контролировать соблюдение работниками предприятия требований правил, норм, инструкций по охране труда в области электробезопасности, организовывать разработку и внедрение более совершенных блокировочных, отключающих, защитных устройств, обеспечивающих безопасность монтажа, ремонта и обслуживания энергетического оборудования и другие.

Документы по пожарной безопасности на предприятии.

Основные документы, требуемые пожарным надзором, приведены ниже:

1. Приказ (приказы) о назначении ответственных за пожарную безопасность отдельных зданий, сооружений, помещений и проч.

2. Приказ (соответствующее положение) о порядке, согласно которому с сотрудниками следует проводить специальное обучение и инструктажи, проверять их знания по вопросам пожарной безопасности.

3. Программа для проведения вводного противопожарного инструктажа.

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		126

4. В программа для проведения первичного инструктажа блок вопросов по пожарной безопасности.

5. Перечень вопросов, по которым следует проверять знания пожарной безопасности.

6. Журнал регистрации инструктажей по вопросам пожарной безопасности.

7. Экспертное заключение (экспертные заключения) относительно правильности и полноты выполнения противопожарных требований в проектно-сметной документации на строительство, реконструкцию, техническое переоснащение объектов производственного и другого назначения, внедрение новых технологий.

8. Разрешение (разрешения) на начало работы каждого новосозданного предприятия, ввод в эксплуатацию новых и реконструированных объектов, на внедрение новых технологий, запуск в производство новых пожароопасных машин, оборудования и продукции, на аренду любых помещений, зданий и сооружений.

9. Сертификат (сертификаты) соответствия на все виды пожарной техники и противопожарного оборудования.

10. Перечень обязанностей должностных лиц по обеспечению пожарной безопасности.

11. Распоряжения, инструкции, устанавливающие соответствующий противопожарный режим.

12. Общеобъектная инструкция о мерах пожарной безопасности.

13. Инструкции о мерах пожарной безопасности для всех взрывопожароопасных и пожароопасных помещений (участков, цехов, складов, мастерских, лабораторий и т. п.).

14. Планы (схемы) эвакуации людей в случае пожара.

15. Инструкция для работников охраны (охранников, вахтеров, караульных и др.).

16. Составленный специально для работников охраны и оперативной службы список должностных лиц предприятия, в котором (списке) следует указать домашний адрес, номера служебного и домашнего телефонов каждого из этих лиц.

17. Графики и акты замеров сопротивления изоляции электрических сетей и электрооборудования.

18. Регламенты технического обслуживания систем пожарной автоматики, оповещения о пожаре, огнетушителей.

19. Графики и акты проверки сопротивления заземляющих приборов.

20. Наряды-допуски на выполнение огневых работ.

Общестанционная система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС, включая программно-технические средства, интеллектуальные устройства нижнего уровня (блоки сигнализации, управления и ввода-вывода),

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		127

средства сбора информации от нижнего уровня, обработки, управления станция пожаротушения и сигнализации, отображения и передачи данных в АСУТП, средства удаленного доступа;

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

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защит;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов) и устройств различного назначения: вентиляции, оповещения и другие устройства автоматики;
- выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль за работоспособностью системы.

Пожаротушение гидрогенераторов осуществляется с помощью установки предусматривается автоматические стационарные установка дренчерного типа с использованием в качестве средства гашения огня распыленной воды.

Команды на срабатывание системы пожаротушения гидрогенераторов могут быть поданы:

- автоматически - от действия дифференциальной защиты главного и вспомогательного генератора и срабатывания пожарной сигнализации;
- дистанционно от ключа «Пожаротушение»;
- местно – кнопкой «Открыть» со шкафа управления.

Тушение трансформаторов осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. По периметру трансформатора монтируются на безопасном расстоянии кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители. Предусмотрены специально установ-

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		128



ленные емкости, куда будет сливаться водно-масляная смесь, образующаяся во время тушения пожара. В этом маслосборнике предусматривается устройство для разделения воды и масла.

В туннелях с кабелями из сшитого полиэтилена предусматривается установка датчиков пожаротушения. На 50 метров туннеля предусмотрен 1 датчик. Сооружения предусматривают водяную автоматическую систему пожаротушения.

Масляное хозяйство с резервуарами, маслоочистительной и регенерационной аппаратурой, входящее в состав технологических установок электростанции, трансформаторной мастерской, размещается в сооружении гидроузла. Масляное хозяйство как источник повышенной опасности предусматривает устройство новейших автоматических противопожарных защит с откачкой воздуха из помещений с автоматическим и дистанционным ручным управлением.

Противопожарные трубопроводы обеспечивают непрерывную подачу воды в противопожарную систему, они закольцованы и разделены секционными задвижками. Трубопроводы постоянно заполнены водой, расположены в помещениях с температурой не менее +5°C, прокладка трубопроводов в помещении производится открыто. ЗПУ устанавливаются по одному на каждый объект пожаротушения, на каждый объект без резерва.

Автоматизируется: пуск рабочих пожарных насосов при открытии любого ЗПУ по импульсу, поступающему от датчика пожаротушения любого защищаемого объекта; пуск резервного насоса в случае отказа рабочего насоса или не включения системы; на пуск пожаротушения в течение установленного времени по импульсу электроконтактного манометра на трубопроводе; остановка насосов после прекращения пожара и закрытия ЗПУ через определенное время; пуск насосов при опробовании дистанционно; сигнализировать персоналу о пусках рабочего и резервного насосов; об отсутствии напряжения питания насосов.

Все помещения оснащаются средствами первичного пожаротушения в необходимом для этого объеме. За каждым помещением должно быть закреплено лицо, ответственное за противопожарную безопасность. Курение на территории станции разрешается только в специально отведенных для этого местах.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		129

– установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.

– назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;

– о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

– обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;

– обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;

– организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

– обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

– установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

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

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликви-

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		130

дации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

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

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

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

В каждой организации разрабатываются правила (инструкции) по безопасному проведению работ, ежегодно осуществляются утвержденные руководителем организационно-технические мероприятия по обучению специалистов правилам техники безопасности, обеспечению соответствующими материально-техническими средствами.

Каждый рабочий и инженерно-технический работник при поступлении на работу проходит вводный инструктаж по общим правилам техники безопасности на строительстве и монтажной площадке. По прибытии на место работы (монтажа) осуществляют производственный инструктаж по безопасным методам выполнения работ, а также правилам поведения в случае возникновения опасности. Производственный инструктаж проводят каждый раз при перемене места работы, при переходе рабочего с одного вида работы на другой, при выполнении особо опасных работ. Прохождение рабочими и инженерно-техническими работниками инструктажа по технике безопасности оформляют в журнале.

### **7.3 Охрана окружающей среды**

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, влияние на окружающую среду оказывает гидроузел в целом.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС направлены на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земельных ресурсов, объектов животного мира и осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002;
- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001;

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		131

- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006;
- Лесной кодекс РФ № 200- ФЗ от 04.12.2006;
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999;
- Федеральный закон об отходах производства и потребления № 89-ФЗ от 24.06.1998;

### 7.3.1 Водоохранные мероприятия

Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

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

В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз жидких отходов из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

На территории населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения, подлежат удалению все строения, включая опоры воздушных линий электропередач и связи, мачты, изгороди и др. строения, выступающие над землей более чем на 0,5 м.

В населенных пунктах жидкие отходы от действующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок выбираются и отвозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны отходов, где укладываются в специально подготовленные котлованы.

Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности производится в соответствии с санитарными нормами, согласно которым для водохранилищ с коэффициентом водообмена 6 и более очистку от древесно-кустарниковой растительности производят на территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже максимальной сработки с оставлением пней не выше 50 см. Вместе с тем санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-кустарниковой растительности, если расчетами прогноза подтверждается, что воздействие остающейся под затопление древесины на качество воды будет находиться в пределах нормативных требова-

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		132

ний (примечание к п.3.3.2. санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985).

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

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

Водоохранная зона.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21 ноября 2007 г. №800 и во исполнение требований Водного кодекса № 74 - ФЗ от 3.06.2006 вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоучетных материалов, годовых отчетов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий. В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противоэрозийных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21 ноября 2007 г. №800 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;
- размещение складов для хранения горючесмазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;
- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;
- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации (ПДК);

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		133

– разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохранной зоне запрещается:

- распашка земель;
- кооперативное и индивидуальное строительство;
- применение ядохимикатов и удобрений;
- организация летних лагерей, водопой и выпас скота;
- устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве первоочередных мероприятий рекомендуются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

### **7.3.2 Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу**

Эксплуатация Лучегорской ГЭС, как объекта гидроэнергетики не приведёт к существенным выбросам в атмосферу. Однако различные строительные работы на этапе сооружения плотины могут привести к выбросам загрязняющих веществ в атмосферу. В частности, источниками выбросов будут автомобили и другое оборудование, используемое при строительных работах. Для решения этой задачи выполняем мониторинг по оценке качества атмосферного воздуха.

### **7.3.3 Обращение с отходами**

Образование отходов и обращение с ними является одной из наиболее значимых задач на этапе строительства Лучегорской ГЭС, и в дальнейшей её эксплуатации.

Источниками образования отходов при строительстве являются строительство плотины и подготовка ложа (включая лесосводку, санацию территории населённых пунктов).

Основным, наиболее массовым, видом отходов при строительстве Лучегорской ГЭС является строительный мусор, который будет образовываться на стройплощадке и территории строительных баз.

На этапе эксплуатации, для обеспечения нормальной работы оборудования Лучегорской ГЭС требуется применение турбинного масла, трансформаторного, гидравлического, промышленного и компрессорного масел. Должны быть предприняты меры препятствующие разливу нефтепродуктов на территории Лучегорской ГЭС, а так же разработаны мероприятия по лик-

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		134

видации разливов нефтепродуктов в случае аварийных ситуаций. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определённого объёма воды.

Для надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории Лучегорской ГЭС выполняем:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);
- сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;
- очистные сооружения и устройства.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки и баки аварийного слива масла (при авариях).

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

Сбор и временное хранение отходов осуществляем в стационарных складах, в специально отведённых и оборудованных площадках на территории Лучегорской ГЭС.

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		135





Расходы по страхованию имущества для умеренного варианта приняты в размере 0,084% от остаточной балансовой стоимости основных фондов.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты и прочие расходы) по ГЭС определяются в расчёте на 1 МВт установленной мощности составляют 288 544 тыс. руб.

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости. Удельные значения расходов в процентах представлены в таблице 8.2. Расходы на услуги регулирующих организаций представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.2 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,05
От 6 до 15 лет	0,07
От 16 до 25 лет	0,15

Таблица 8.3 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО «СО-ЕЭС»	96500 руб./МВт	49,1
НП АТС (администратор торговой системы)	0,696 руб./МВт·ч	0,000350
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,239 руб./МВт·ч	0,000121
Итого	–	49,1

Налог на воду в расчёте на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ в 2015 году для реки Уссури составляет 4,80 руб. (постановление Правительства РФ от 30.12.2006 г. №876).

Текущие затраты по гидроузлу для умеренного варианта для первых четырех лет приведены в таблице 8.4 и на рисунке 8.1.

Таблица 8.4 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	Год			
	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн. руб	197,6	197,6	197,6	197,6
Расходы на страхование, млн. руб	50,08	48,09	46,09	44,10
Эксплуатационные затраты, млн. руб	543,6	543,6	543,6	543,6
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб	4,47	4,29	4,11	3,93
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб	0,86	0,86	0,86	0,86
Налог на воду, млн. руб	4,45	4,45	4,45	4,45
Итого, млн. руб	801,0	798,8	796,7	794,5

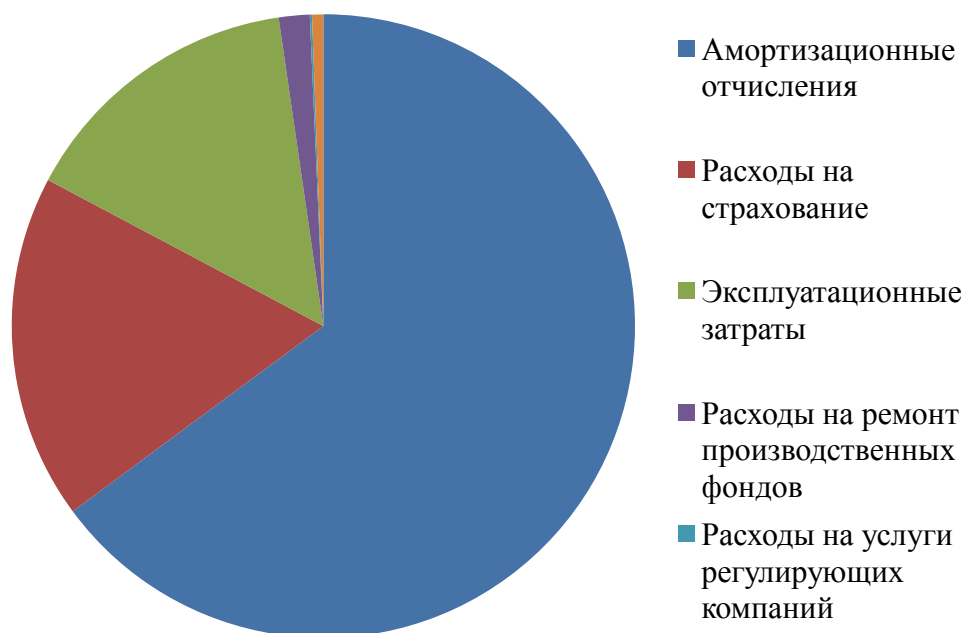


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат, %

### 8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства Лучегорской ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет. Существует возможность введения льготного периода при возведении ГЭС, что существенно улучшает показатели эффективности Лучегорской ГЭС.

Учтены следующие налоги:

- НДС – 18% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труда;
- налог на имущество – 2,2% от остаточной стоимости проекта;
- налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду – 4,80 руб. на 1 тыс. кВт·ч, входит в текущие затраты.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот в первые годы эксплуатации Лучегорской ГЭС приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Налоговые расходы

Наименование	Год			
	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн. руб	429,29	558,56	708,56	887,22
НДС, млн. руб	776,29	820,12	867,29	918,03
Взносы в социальные фонды, млн. руб	27,73	27,73	27,73	27,73
Налог на имущество, млн. руб	110,57	106,22	101,88	97,53



- используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течении времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

Прогнозные тарифы определены из условий общественной и коммерческой эффективности проекта.

Рост тарифов на электроэнергию, принят в соответствии с ЕСУ, разработанным ПАО «РусГидро».

#### 8.4.1 Коммерческая эффективность

Целью расчёта является определение показателей эффективности инвестирования проекта Лучегорской ГЭС (таблица 8.7).

Таблица 8.7 – Показатели эффективности

Показатель	Величина
Период окупаемости РВ, мес.	85
Средняя норма рентабельности ARR, %	19,42
Чистый приведённый доход NPV, млрд. руб.	11, 093
Индекс прибыльности PI	1,82
Себестоимость электроэнергии, руб./кВт·ч	0,26
Удельные кап вложения, руб/кВт	38827,86

Для реализации проекта требуется привлечение кредита в сумме 26616 млн. руб. по ставке 20% годовых на срок 138 месяцев.

#### 8.4.2 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств. К притокам бюджетных средств относятся приток от налогов, установленных действующим законодательством.

Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты,

Наименование	Год			
	2022	2023	2024	2025
В Федеральный бюджет, млн. руб.	1233,32	1406,43	1603,60	1832,99
В региональный бюджет, млн. руб.	110,57	106,22	101,88	97,53

## 8.5 Анализ рисков инвестиционного проекта

Типы риска инвестиционного проекта:

- рыночные – неопределенность объемов реализации электроэнергии;
- капитальные – возможность неудачного конструктивного решения, следствием которого является изменение затрат на строительство;
- операционные – неопределенность хода проекта в его продуктивный период;
- правовые (политический, юридический, суверенный) – возможность изменения правовой среды, в которой осуществляется бизнес;
- финансовые (процентный, валютный) – неопределенность объемных и процентных ставок на финансовых рынках.

Наиболее значимыми, для данного проекта являются: объем инвестиций, ставки налогов, и объем сбыта.

Оценка влияния ставки налогообложения на величину прогнозного чистого дисконтированного дохода (NPV) представлена на рисунке 8.3

NPV, млрд.руб

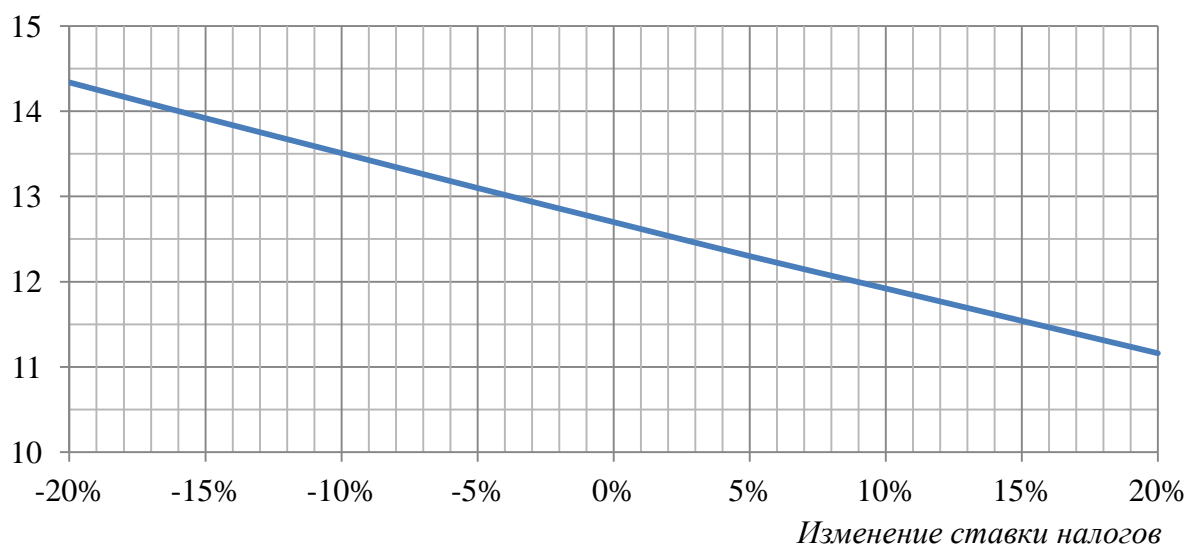


Рисунок 8.3 – Оценка влияния ставки налогообложения на величину прогнозного чистого дисконтированного дохода(NPV)

Оценка влияния объемов инвестиций на величину прогнозного чистого дисконтированного дохода (NPV) представлена на рисунке 8.4.

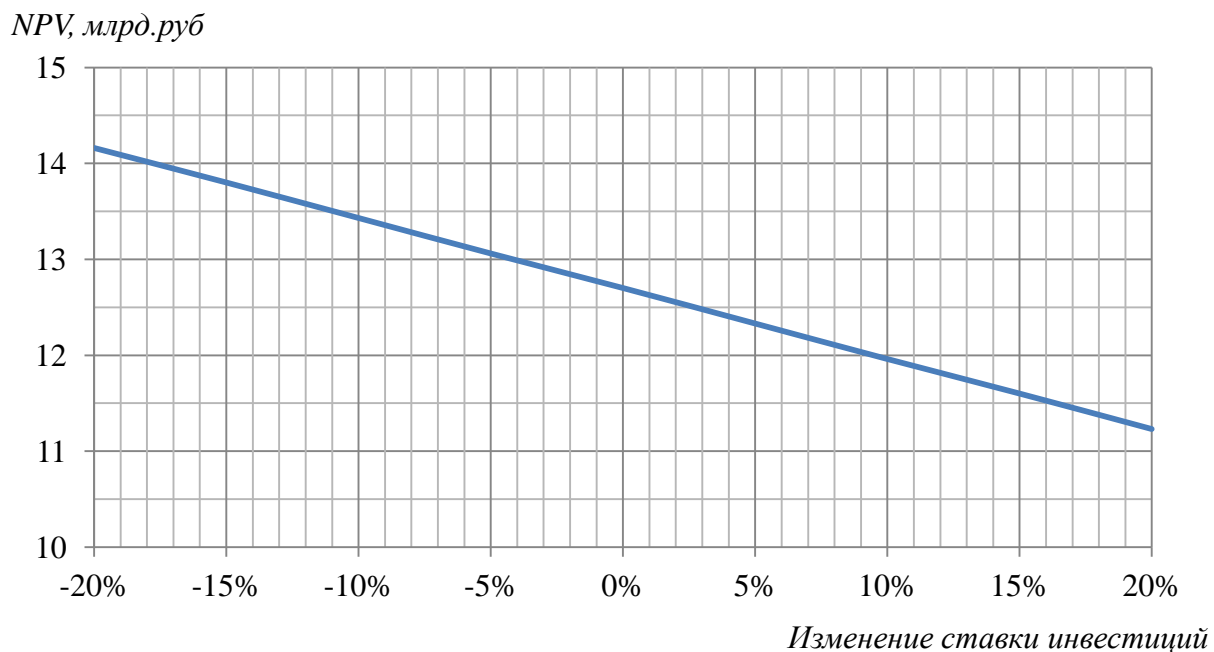


Рисунок 8.4 – Оценка влияния объемов инвестиций на величину прогнозного чистого дисконтированного дохода(NPV)

Оценка влияния цены сбыта на величину прогнозного чистого дисконтированного дохода (NPV) представлена на рисунке 8.5.

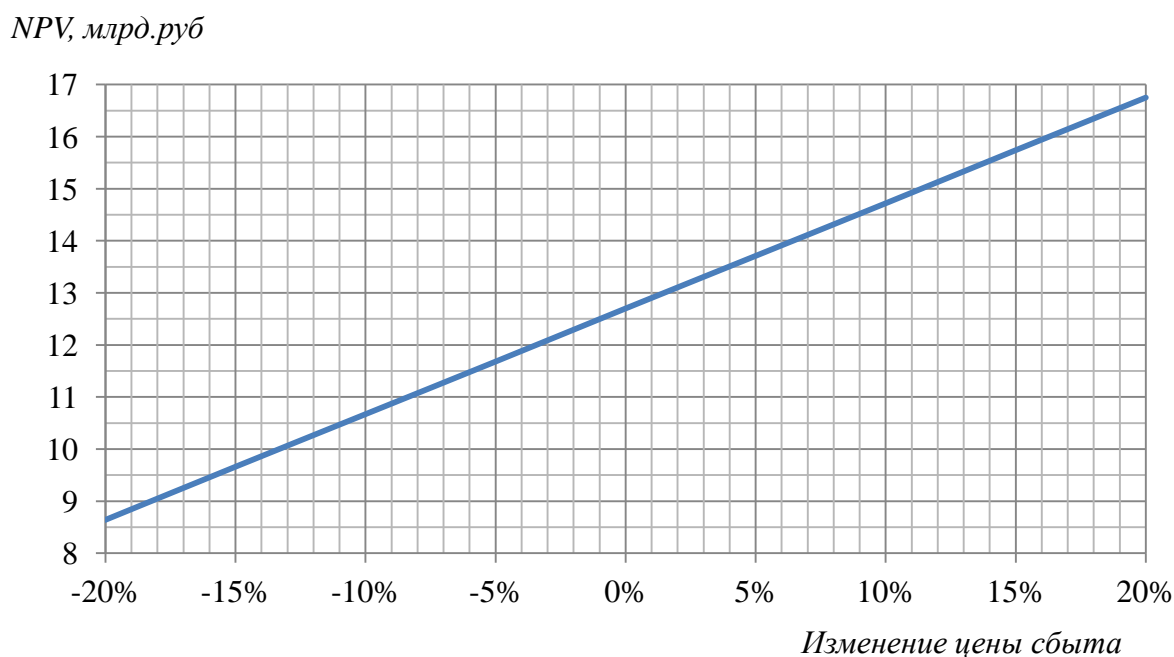


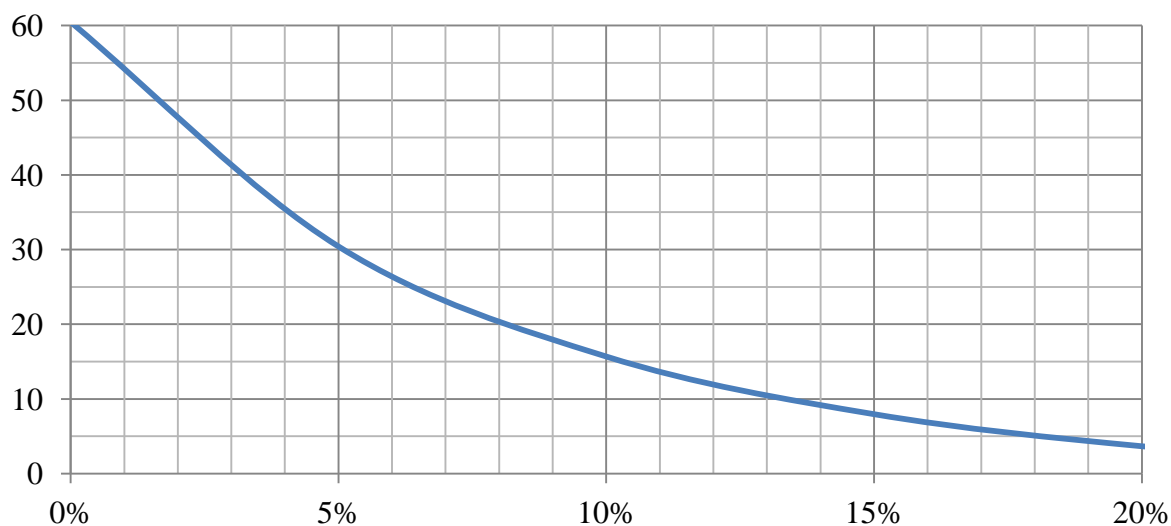
Рисунок 8.5 – Оценка влияния цены сбыта на величину прогнозного чистого дисконтированного дохода(NPV)

По данному графику видно, что при увеличении цены сбыта влияет на увеличение чистой приведенной стоимости.

Ставка дисконтирования – это процентная ставка, используемая для пересчёта будущих потоков доходов в единую величину текущей стоимости.

Оценка влияния ставки дисконтирования на величину прогнозного чистого дисконтированного дохода (NPV) представлена на рисунке 8.6.

*NPV, млрд.руб*



*Изменение ставки дисконтирования*

Рисунок 8.6 – Оценка влияния ставки дисконтирования на величину прогнозного чистого дисконтированного дохода (NPV)

## **9 Система постоянного тока ГЭС, схема постоянного тока. Источники постоянного тока, аккумуляторные батареи, зарядно-подзарядное устройство**

Система постоянного тока ГЭС – это система, относящаяся к системе собственных нужд станции, обеспечивающая работу необходимого для станции оборудования, источником питания которого является постоянный ток. Система постоянного тока ГЭС состоит из: источников питания, потребителей, устройств защиты и проводников. Система постоянного тока предназначена для надежного питания различных подсистем вспомогательного оборудования, силового оборудования, аварийного освещения, расположенных в помещении машинного зала и на ЦПУ. Основной задачей Системы постоянного тока является обеспечение надежного питания потребителей постоянного тока как в нормальном режиме, так и при аварийном исчезновении переменного напряжения в системах собственных нужд (СН) переменного тока. К основным потребителям постоянного тока относятся системы управления, гарантированного питания, автоматики, связи, аварийное освещение, электродвигатели и электромагниты выключателей и т.п.

Оперативные схемы собственных нужд переменного тока и схемы оперативного постоянного тока должны обеспечивать надежность ГЭС в нормальных, ремонтных и аварийных режимах

Источники питания системы постоянного тока должны обеспечивать надежное питание потребителей с обеспечением требуемого уровня напряжения в режиме аварийного разряда при исчезновении переменного напряжения в системе СН переменного тока на время не менее 30 минут с учетом питания от каждого из взаиморезервируемых источников.

В качестве источника постоянного тока для питания устройств управления, автоматики, сигнализации и релейной защиты элементов главной электрической схемы ГЭС, а также приводов постоянного тока, преобразовательных агрегатов бесперебойного питания (АБП), средств диспетчерского управления и связи, начального возбуждения генераторов, пожарной сигнализации и аварийного освещения для эвакуации на ГЭС предусматривается установка аккумуляторных батарей напряжением 220 В.

В состав системы питания постоянным током оборудования машинного зала и ЦПУ входят:

- аккумуляторные батареи
- щит постоянного тока
- устройства зарядно-подзарядные
- шкафы управления оперативным током
- распределительные шкафы (панели) питания постоянным током



## Аккумуляторные батареи

Аккумуляторная батарея – источник тока многоразового действия, основная специфика которого заключается в обратимости внутренних химических процессов, что обеспечивает его многократное циклическое использование (через заряд-разряд) для накопления энергии и автономного электропитания различных электротехнических устройств и оборудования, а также для обеспечения резервных источников энергии в медицине, производстве и в других сферах. Элементы аккумуляторной батареи относятся к так называемым элементам второго рода, так как преобразование химической энергии в электрическую в аккумуляторах происходит при помощи обратимых реакций.

Под электрической аккумуляторной батареей понимается элемент, а так же соединение двух или более элементов способных преобразовывать химическую энергию в электрическую.

Стационарные аккумуляторные батареи являются наиболее распространёнными химическими источниками постоянного тока в энергетике и промышленности.

Наиболее распространённые типы аккумуляторных батарей:

Свинцово-кислотный аккумулятор.

Принцип действия аккумуляторов основан на поляризации свинцовых электродов во время протекания электрохимических реакций свинца и диоксида свинца в среде серной кислоты.

Элемент свинцово-кислотного аккумулятора состоит из электродов (положительных и отрицательных) и разделительных изоляторов (сепараторов), которые погружены в электролит. Электроды представляют собой свинцовые решётки. У положительных активным веществом является перекись свинца ( $PbO_2$ ), у отрицательных активным веществом является губчатый свинец.

На самом деле электроды выполнены не из чистого свинца, а из сплава с добавлением сурьмы в количестве 1-2 % для повышения прочности и примесей. Иногда в качестве легирующего компонента используются соли кальция, в обеих пластинах, или только в положительных. Применение солей кальция вносит не только положительные но и много отрицательных моментов в эксплуатацию свинцового аккумулятора, например, у такого аккумулятора при глубоких разрядах существенно и необратимо снижается емкость.

Под действием зарядного тока электролит (раствор серной кислоты) разлагается на кислород и водород. Продукты разложения вступают в химическую реакцию со свинцовыми электродами: на положительном электроде образуется двуокись свинца, а на отрицательном электроде – губчатый свинец.

В результате образуется гальванический элемент с напряжением около 2 В. При разряде такого элемента в нем происходит обратный химический

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		145

процесс: химическая энергия превращается в электрическую. Под влиянием разрядного тока из электролита выделяются кислород и водород.

Кислород и водород, вступая в реакцию с двуокисью свинца и губчатым свинцом, восстанавливают первую и окисляют второй. По достижении равновесного состояния разряд прекращается. Такой элемент обратимый и может быть повторно заряжен.

Процесс разряда. При включении аккумулятора на разряд ток внутри аккумулятора протекает от катода к аноду, при этом серная кислота частично разлагается, и на положительном электроде выделяется водород. Совершается химическая реакция, при которой двуокись свинца превращается в сульфат свинца и выделяется вода. Остаток частично разложившейся серной кислоты вступает в соединение с губчатым свинцом катода, также образуя сульфат свинца. На эту реакцию расходуется серная кислота и образуется вода. Благодаря этому удельный вес электролита по мере разряда снижается.

Процесс заряда. При разложении серной кислоты во время заряда водород переносится к отрицательного электроду, восстанавливает на нем сульфат свинца до губчатого свинца и образует серную кислоту. На положительном электроде образуется двуокись свинца. При этом образуется серная кислота и расходуется вода. Удельный вес электролита повышается.

Внутреннее сопротивление аккумулятора складывается из сопротивлений аккумуляторных пластин, сепараторов и электролита. Удельная проводимость активной массы пластин в заряженном состоянии близка к проводимости металлического свинца, а разряженных пластин – сопротивление велико. Поэтому сопротивление пластин зависит от степени заряженности аккумулятора. По мере разряда сопротивление пластин возрастает.

Рабочая емкость аккумулятора – это количество электричества, отданное аккумулятором в определенном режиме разряда до предельного для данного режима разряда напряжения. Рабочая емкость всегда меньше его полной емкости. Отбирать полную емкость от аккумулятора нельзя, так как это приведет к его невозможному истощению. В последующем изложении рассматривается только рабочая емкость АЭ.

Температура электролита. На емкость АЭ заметное влияние оказывает температура. При повышении температуры электролита емкость АЭ увеличивается примерно на 1% на каждый градус повышения температуры над 25°C. Повышение емкости объясняется снижением вязкости электролита, а следовательно, усилением диффузии свежего электролита в поры пластин и уменьшением внутреннего сопротивления АЭ. При понижении температуры – растет вязкость электролита – снижается емкость. Емкость при снижении температуры с 25°C до 5°C может упасть на 30%.

Достоинства:

- относительно невысокая стоимость;
- полное отсутствие эффекта памяти;

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		146



- хорошая устойчивость к большим токам заряда и разряда, так как малое внутреннее сопротивление позволяет отдавать большие токи (другие типы аккумуляторов это не устраивает);

- большое количество циклов.

Среди всех типов аккумуляторов никелево-кадмиевый единственный, который лучше всего отдает максимальную емкость, обеспечивает большое количество циклов заряда, разряда, если периодически осуществляются глубокие разряды.

Недостатки:

- наличие так называемого “эффекта памяти”;

- данный тип аккумулятора экологически загрязнен, так как кадмий является высокотоксичным веществом. Также появляются дополнительные проблемы с его переработкой;

- сравнительно низкая удельная емкость, хотя и не во всех случаях это является критичным.

Ликвидация отходов после снятия с эксплуатации изделий, аккумуляторных батарей, должна производиться в соответствии с действующими ГОСТ на обращение с отходами (ГОСТ 30772-2001, ГОСТ 30773-2001, ГОСТ 30775-2001). При этом должен быть составлен паспорт опасности отходов в соответствии с ГОСТ 30774-2001.

Аккумуляторные батареи являются источниками постоянного тока оборудования машинного зала и ЦПУ (цепей управления и приводов коммутационных аппаратов, РЗА и АСУ-ТП, устройств связи и др.).

Аккумуляторные батареи должны приниматься закрытого типа или герметизированные. Отечественные аккумуляторы должны соответствовать ГОСТ 26881-86.

Учитывая все особенности наиболее распространенных типов Аккумуляторных батарей, выбираем в качестве Аккумуляторной батареи на проектируемую ГЭС батарею Свинцово-Кислотную класса ТБ, выпускаемые Российским заводом “Тюменский Аккумуляторный Завод” . Данные батареи имеют невысокую стоимость, выпускаются на территории России, срок службы данных батарей 15-20 лет, гарантия работоспособности 5 лет с момента приведения в рабочее состояние.

ТБ – стационарные аккумуляторные батареи с положительными пластинами большой поверхности. Негерметичные закрытые свинцовые аккумуляторные батареи типа ТБ представляют собой аккумуляторные элементы с пастированными электродными пластинами, помещённые в банки из прозрачного ударопрочного материала, что дает возможность визуального контроля состояния пластин и электролита. На крышке каждой банки установлены специальные керамические фильтр-пробки, позволяющие доливать дистиллированную воду в электролит, измерять температуру и плотность электролита. Внутри каждой банки расположены положительные и отрицатель-

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		148

ные пластины. Каждый элемент имеет две пары выводов (4 шт, 2 положительных и 2 отрицательных). Между собой аккумуляторы соединены последовательно изолированными болтовыми перемычками.

Количество аккумуляторных батарей принимается в зависимости от мощности ГЭС, количества агрегатов, напряжения распределительных устройств, предназначенных для выдачи мощности, а также взаимного расположения здания станции и распределительных устройств с учетом места размещения устройств релейной защиты

На ГЭС мощностью более 500 МВт с ОРУ(ЗРУ) 110-330 кВ независимо от взаимного расположения станции и ОРУ(ЗРУ) устанавливаются, как минимум, две аккумуляторные батареи. Место их установки и целесообразность взаимного резервирования определяются проектом.

Емкость аккумуляторной батареи должна выбираться по длительной нагрузке и по нагрузке аварийного разряда, которая в условиях ГЭС принимается в течение 30 минут. Эта емкость должна быть проверена по уровню напряжения на наиболее удаленных от аккумуляторной батареи шинах постоянного тока при совпадении суммарной толчковой нагрузки (сумма токов приводов одновременно отключаемых или включаемых выключателей) и длительной нагрузки в конце получасового аварийного разряда. Величина этого напряжения должна быть не менее 90% номинального напряжения сети постоянного тока.

Напряжение на шинах постоянного тока, питающих цепи управления, устройства релейной защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики, в нормальных эксплуатационных условиях допускается поддерживать на 5% выше номинального напряжения электроприемников СТО 17330282.27.140.008-2008.

Допустимый уровень напряжения на шинах аккумуляторной батареи во всех режимах должен составлять 198-242 В.

При эксплуатации аккумуляторных установок должны быть обеспечены их длительная надежная работа и необходимый уровень напряжения на шинах постоянного тока в нормальных и аварийных режимах.

Все сборки и кольцевые магистрали постоянного тока должны быть обеспечены резервным питанием.

На проектируемой ГЭС устанавливаем две взаиморезервирующие аккумуляторные батареи, на напряжение  $\pm 220$ В постоянного тока.

Характеристики аккумуляторных батарей серии ТБ представлены в таблице 9.1.

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		149



рубильником. При наличии двух аккумуляторных батарей каждая из них с помощью селективных автоматических выключателей присоединяется к одной из секций шин щита постоянного тока. К каждой из секций также подключаются зарядно-подзарядные устройства. При наличии одной аккумуляторной батареи, она подключается через развилку из двух селективных автоматических выключателей, включаемых каждый на свою секцию шин щита постоянного тока, а зарядно-подзарядные устройства (которых, как правило, два) - к каждой из секций щита. К этим же секциям подключаются линии, отходящие к потребителям постоянного тока.

### **Щит постоянного тока**

Щит постоянного тока имеет две секции сборных шин и состоит из смонтированных вплотную друг к другу шкафов. шкафы предназначены для подключения фидерных нагрузок, аккумуляторных батарей, устройств зарядно-подзарядных, щитов освещения.

В качестве аппаратуры первичной и вторичной коммутации должны применяться современные выключатели и средства управления.

На каждой секции щита постоянного тока должно быть предусмотрено современное устройство контроля изоляции, имеющее цифровой выход в АСУТП верхнего уровня. На отходящих линиях щита постоянного тока должны быть предусмотрены устройства автоматического обнаружения замыкания на землю. Контроль напряжений на шинах секций щита постоянного тока, контроль тока заряда и подзаряда аккумуляторных батарей должен быть выполнен на современных цифровых приборах, имеющих выход в АСУТП верхнего уровня. Щит постоянного тока собирается, как правило, из отдельных панелей с задней дверью. В верхней части панелей располагаются секции шин. Аппаратура первичной коммутации располагается на фасадной стороне панелей. Аппаратура первичной коммутации должна быть устойчивой к коротким замыканиям в сети постоянного тока. Расчеты токов короткого замыкания должны выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ 29176-91.

Аппаратура вторичной коммутации располагается на боковых стенах панелей. Соединение панелей между собой осуществляется с помощью болтовых соединений.

Срок службы панелей должен быть не менее 25 лет при условии замены аппаратов, срок службы которых менее 25 лет.

Щит должен быть предназначен для работы без постоянного обслуживающего персонала.

Щит должен быть ремонтнопригоден, что обеспечивается свободным доступом к сборочным единицам и аппаратам, подлежащим обслуживанию, а также комплектом запасных частей и инструмента (ЗИП).

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		151

Требования безопасности щитов постоянного тока должны соответствовать ГОСТ Р 51321.1-2000.

### **Зарядно-подзарядные устройства.**

Аккумуляторные батареи должны эксплуатироваться в режиме постоянного подзаряда. В качестве зарядно-подзарядных устройств должны приниматься автоматические выпрямительные устройства на базе статических преобразователей трехфазного переменного напряжения в постоянное. Напряжение подзаряда должно соответствовать типу и параметрам аккумуляторной батареи. Подзарядная установка должна обеспечивать стабилизацию напряжения на шинах постоянного тока с отклонениями, не превышающими 1% номинального напряжения. Мощность и напряжение выпрямительных устройств должны быть достаточными для заряда аккумуляторной батареи до емкости, равной 90% номинальной, в течение не более 8 часов (после предшествующего получасового разряда батареи). Для заряда аккумуляторных батарей должна предусматриваться возможность параллельной работы двух зарядно-подзарядных устройств.

В качестве зарядно-подзарядного устройства на проектируемой ГЭС используем УЗП, устанавливаем в количестве 3-шт, по одному на каждую батарею и один резервный, соединенный с обоими батареями через коммутационную аппаратуру.

Устройства зарядно-подзарядные типа УЗП являются статическими тиристорными устройствами, предназначенными для работы в следующих режимах:

- заряд аккумуляторной батареи;
- подзаряд батареи с работой параллельно нагрузке.

Технические характеристики Зарядно-подзарядного устройства представлены в таблице 9.2

Таблица 9.2- Технические характеристики УЗП

Наименование параметра	Значение параметра
Напряжение питания, В	~380 (50Гц)
Номинальный выходной ток, А	63,100,160, 200, 250, 320
Диапазон регулирования выходного тока, % от $I_{ном}$ .	3–100
Допустимое отклонение напряжения питающей сети.	до+10%, минус - 15% $U_n$
Охлаждение	Естественное
Степень защиты устройства от соприкосновения обслуживающего персонала с токоведущими частями, от попадания твердых тел и воды по ГОСТ14254-80 соответствует	IP21
Рабочее значение температуры окружающего воздуха при эксплуатации, °С	+1...+35



УЗП питается от сети переменного тока через разделительный трансформатор (для гальванической развязки между сетями постоянного и переменного тока) и представляет собой 3-х фазный мостовой тиристорный преобразователь с выходным фильтром.

В шкафу УЗП расположены:

- силовой разделительный трансформатор;
- автоматический выключатель SF 1-«Питание ~ 380В»;
- 3-х фазный тиристорный преобразователь;
- выходной LC-фильтр;
- система импульсно-фазового управления (СИФУ);
- блок индикации и управления БИУ.

УЗП может находиться в одном из 3-х режимов:

- «Подзаряд»;
- «Заряд»;
- «Уставка».

### **Шкафы управления оперативным током.**

Шкафы управления оперативным током предназначены для питания распределительных шкафов и используются как источники бесперебойного электроснабжения постоянным оперативным током наиболее ответственных потребителей машинного зала, в случаях потери питания от системы собственных нужд напряжением ~380В, получают питание от аккумуляторных батарей.

Шкаф управления оперативным током выполняют следующие функции:

- ввод напряжения переменного тока от панели собственных нужд;
- ввод напряжения постоянного тока от аккумуляторной батареи (входит в состав шкафа);
- распределение напряжения постоянного тока между потребителями;
- селективную защиту вводов и отходящих линий от токов перегрузки и коротких замыканий;
- непрерывный автоматический контроль уровня напряжения на шинах;
- непрерывный автоматический контроль сопротивления изоляции сети постоянного тока относительно «земли»;
- формирование обобщённого аварийного сигнала при срабатывании защит, отсутствии напряжения питания цепей сигнализации, напряжения питания подзарядных устройств;
- измерение основных параметров аккумуляторной батареи с помощью аналоговых измерительных приборов.

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
						153
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		

**Распределительные шкафы (панели) питания постоянным током.**

Распределительные шкафы (панели) питания постоянным оперативным током служат для питания постоянным оперативным током оборудования генераторов, вторичных цепей РЗА и прочего оборудования машинного зала и генераторов.

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		154



прямую влияет на размеры площади размещения, стоимость подготовки основания площадки под КРУЭ и простоту обслуживания.

В качестве генераторного выключателя, принят аппаратный комплекс КАГ-20 ОАО «Электроаппарат», со встроенными трансформаторами тока и напряжения, разъединителем, ограничителем перенапряжения, имеющий большой ресурс и надёжность.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловой. Строительные расходы пропускаются через гребёнку. Водосливная и глухая плотина приняты бетонными. Здание ГЭС – приплотинного типа.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 144,0 м;
- станционная бетонная плотина – 100 м;
- глухая русловая бетонная плотина;
- здание ГЭС приплотинного типа;
- глухая грунтовая левобережная и правобережная плотины.

На данном этапе расчётным путём определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 64,0 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 40,0 м;
- число водосливных отверстий – 5;
- ширина водосливных отверстий в свету – 24 м;
- отметка гребня – 112,5 м;
- ширина гребня – 24,2 м.

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.

Разрезка водосливной части плотины деформационными швами произведена по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затворов.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчётов коэффициент надёжности сооружения составляет 1,38 и 1,28 для основного и особого сочетаний нагрузок соответственно (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Лучегорского гидроузла отвечает требованиям надёжности. При расчёте плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		156

напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГЭС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчётам получены следующие показатели:

– стоимость строительства гидроузла – 26616 млн. руб.;

– удельная себестоимость электроэнергии – 0,26 руб/кВт·ч.

Таким образом, строительство Лучегорской ГЭС с установленной мощностью 525 МВт в настоящее время является актуальным проектом.

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		157



13. Рассказов, Л.Н. Гидротехнические сооружения. в двух частях. Ч.1/ Л.Н. Рассказов.– М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
14. СНиП 2.06.04-82\* Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). / Госстрой России. - М.: ГУП ЦПП, 2004. – 46 с.
15. СНиП 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные./Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1985. – 50с.
16. СНиП 2.06.08-87 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений/ Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1987. – 32с.
17. СНиП 2.02.02-85 Основания гидротехнических сооружений. – М.: Госстрой, 1989.
18. Справочник по гидравлике / под ред. В. А. Большакова. – Киев: Высш. шк., 1977. – 280 с.
19. Правила безопасности при обслуживании гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций. - М.: НЦ ЭНАС, 2001.-160 с.
20. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. - Ростов н/Д: «Феникс», 2006.-189 с.
21. НПБ 110-99. Перечень зданий и сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и пожарной сигнализацией. - Ростов н/Д: «Феникс», 2004.-234 с.
22. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды»(№ 7-ФЗ от 10.01.2002 г).
23. СанПиН 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» /Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1987. – 32с.
24. «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012 - 2037гг. (приказ ОАО «РусГидро» от 30.01.12 г. №62).
25. «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.
26. «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.

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп	Дата		159

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛД 60-В60-600 и ПЛД 60-В60-475

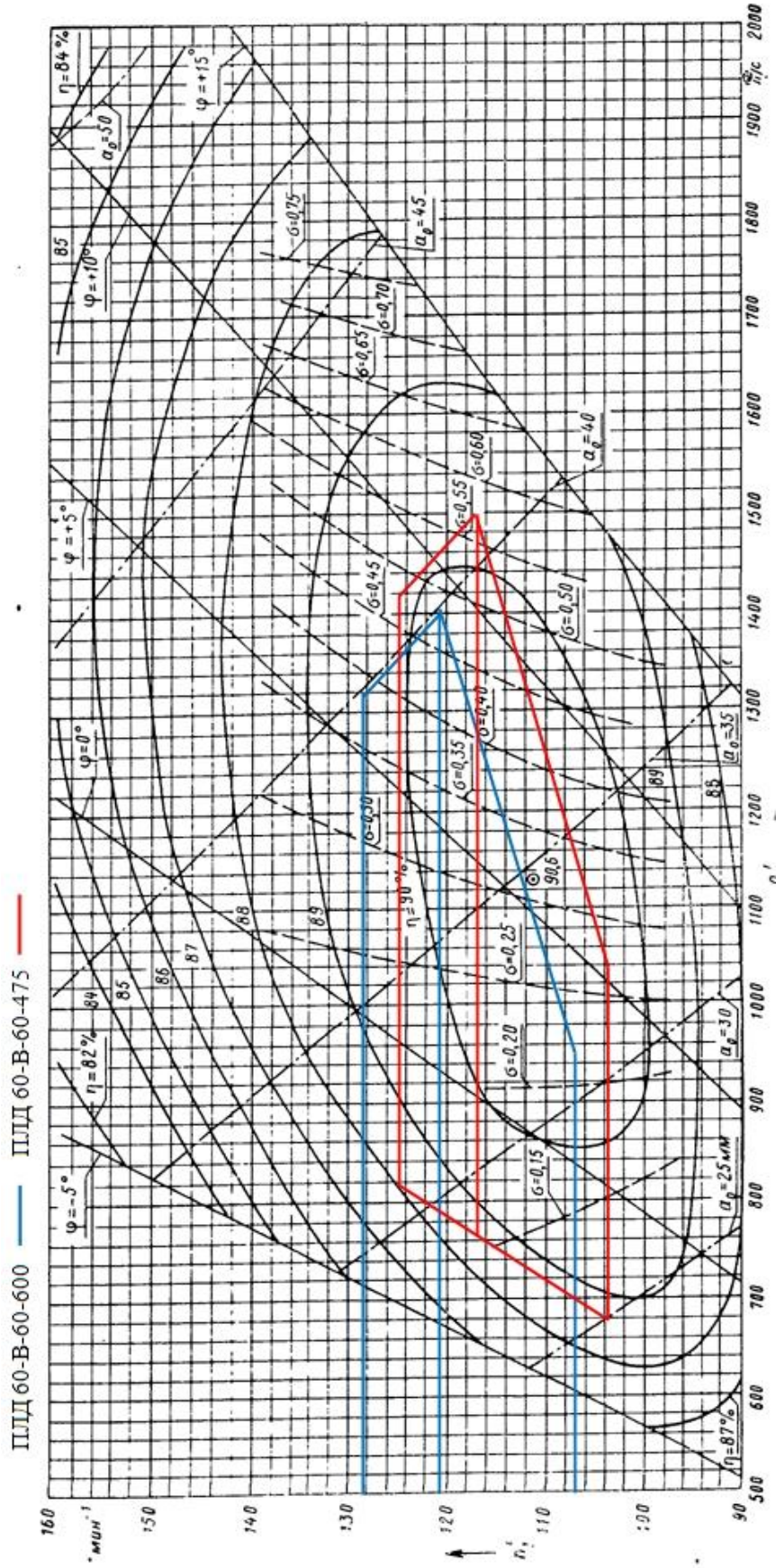


Рисунок А.1 – Универсальная характеристика ПЛД 60-В60-600 и ПЛД 60-В60-475

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДП-140209.65-0907960.ПЗ



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 60-В-750 и ПЛ 60-В-670

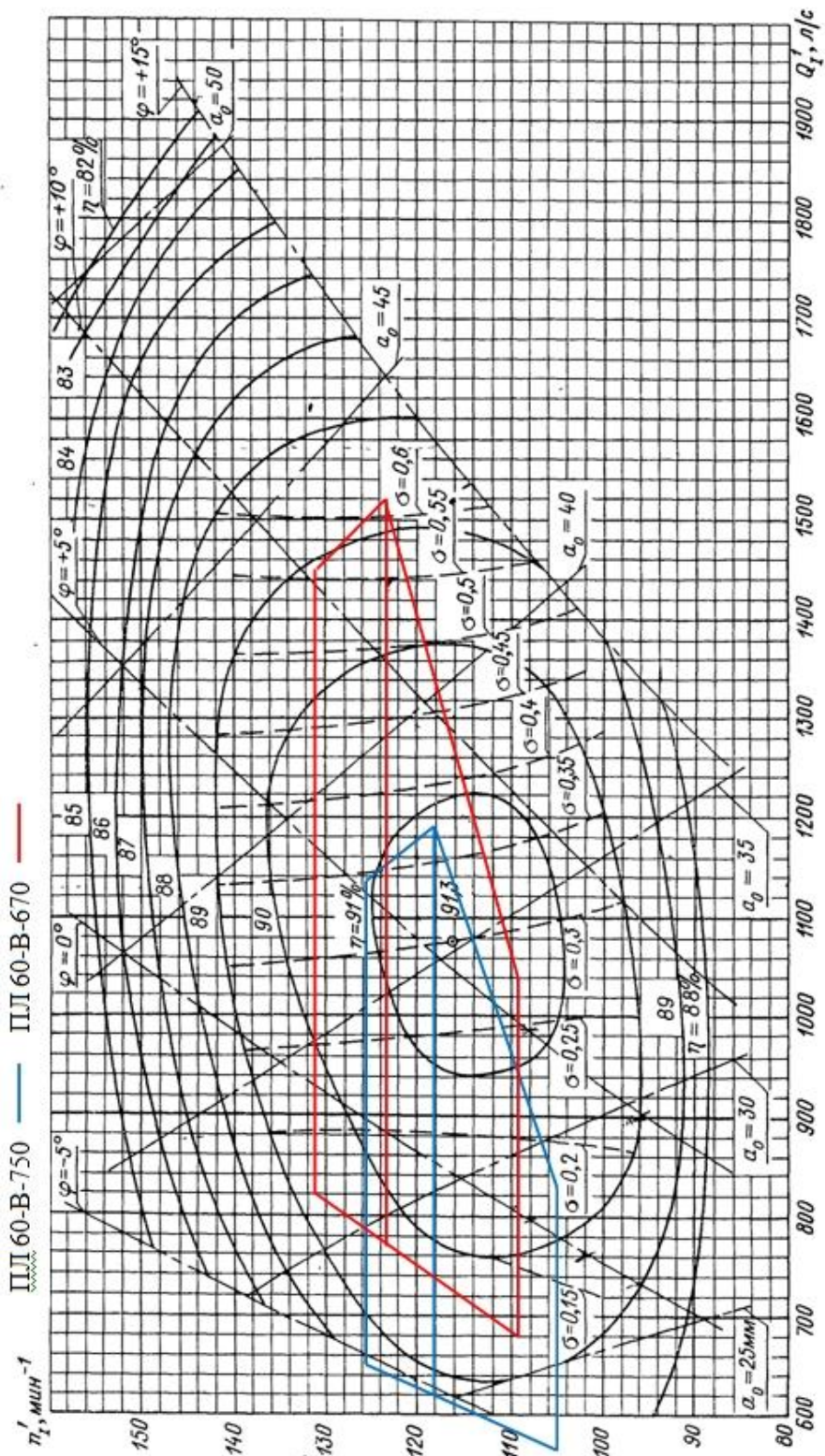


Рисунок Б.1 – Универсальная характеристика ПЛ 60-В-750 и ПЛ 60-В-670

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						Лист
					ДП-140209.65-0907960.ПЗ					161

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 60-В-560 и ПЛ 60-В-500

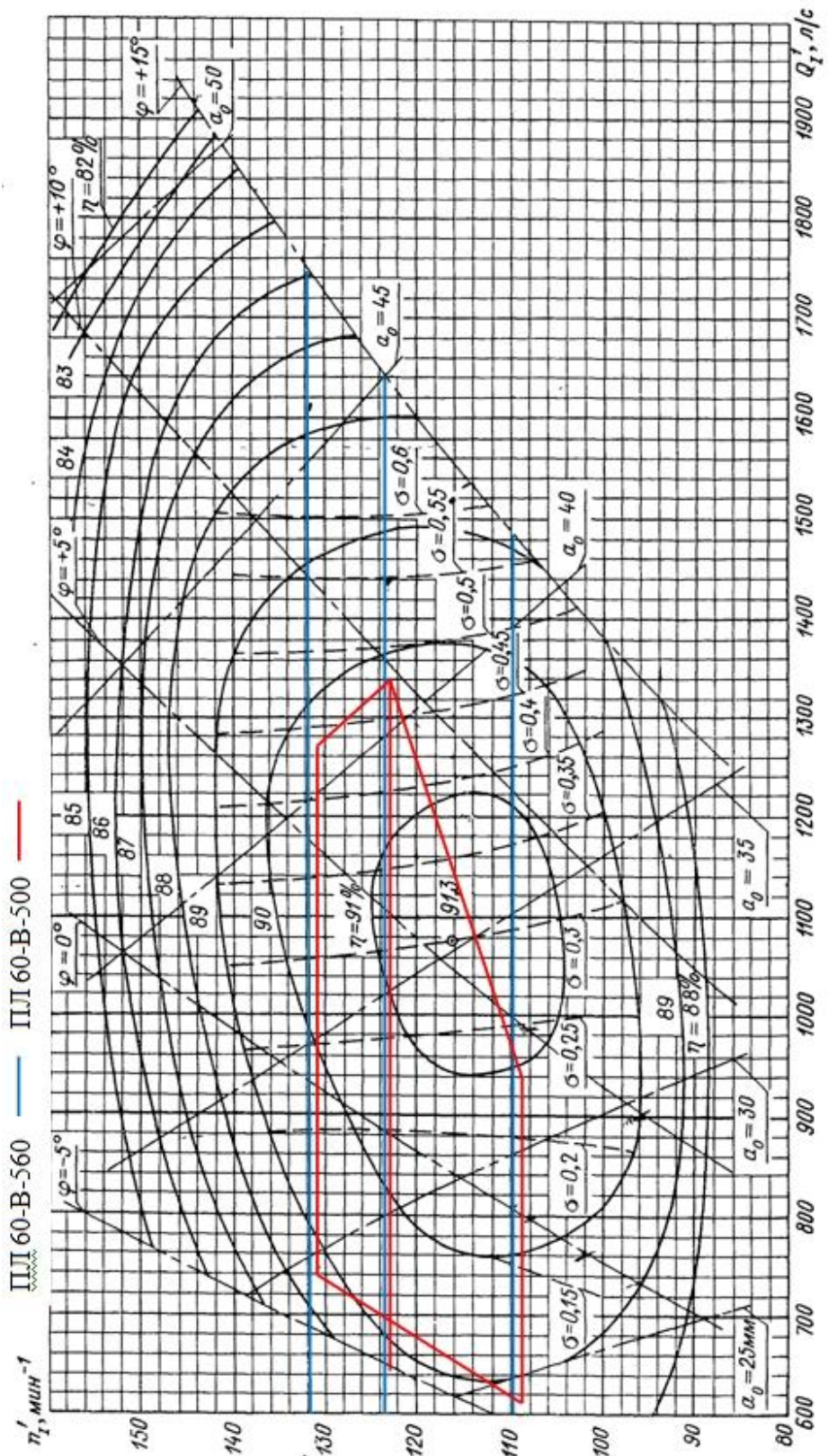


Рисунок В.1 – Универсальная характеристика ПЛ 60-В-560 и ПЛ 60-В-500

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

ДП-140209.65-0907960.ПЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛД 60-В60-750 и ПЛД 60-В60-710

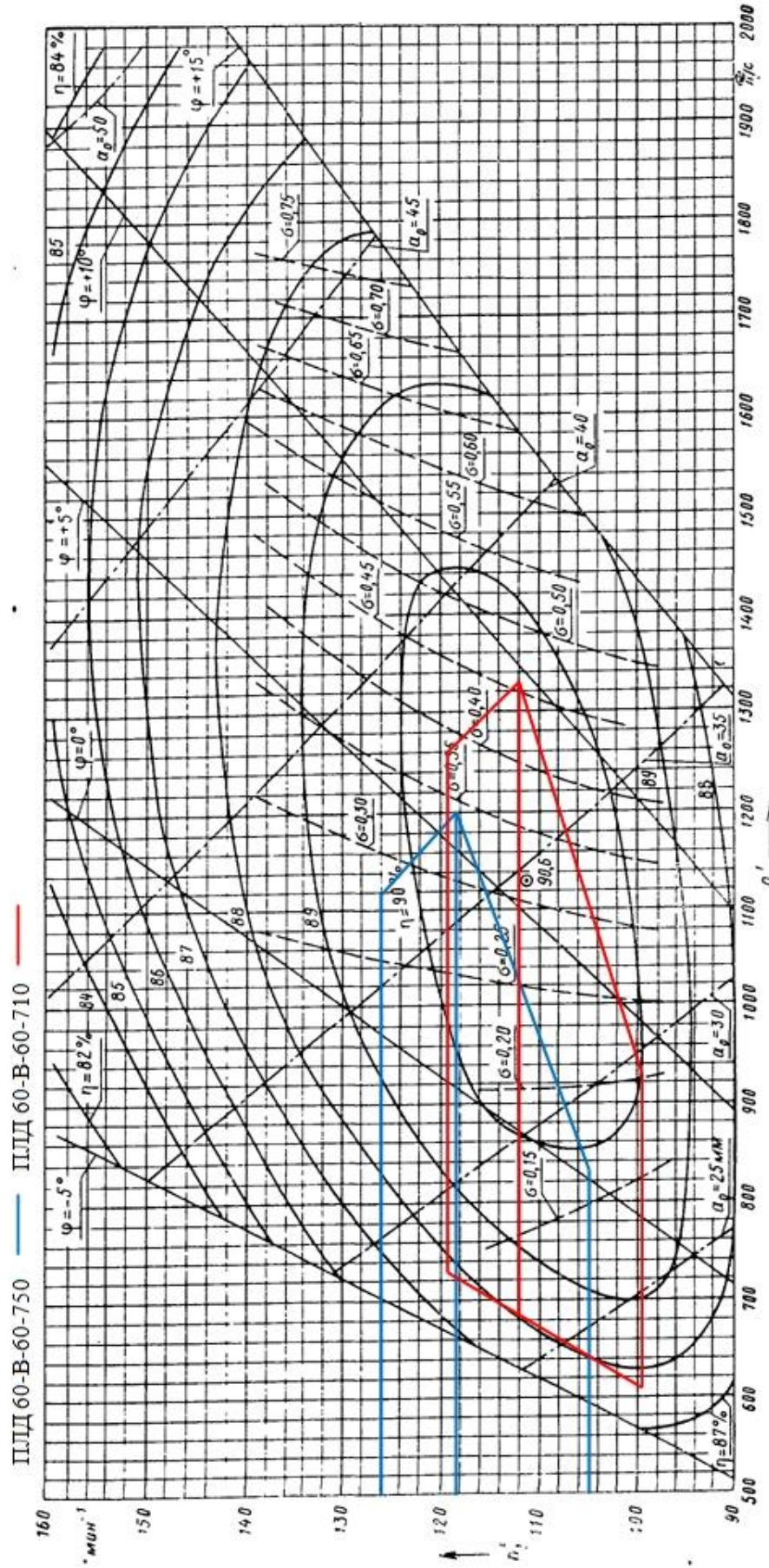


Рисунок Г.1 – Универсальная характеристика ПЛД 60-В60-750 и ПЛД 60-В60-710

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДП-140209.65-0907960.ПЗ

# ПРИЛОЖЕНИЕ Д

## Проточная часть гидротурбины ПЛ 60-В-750

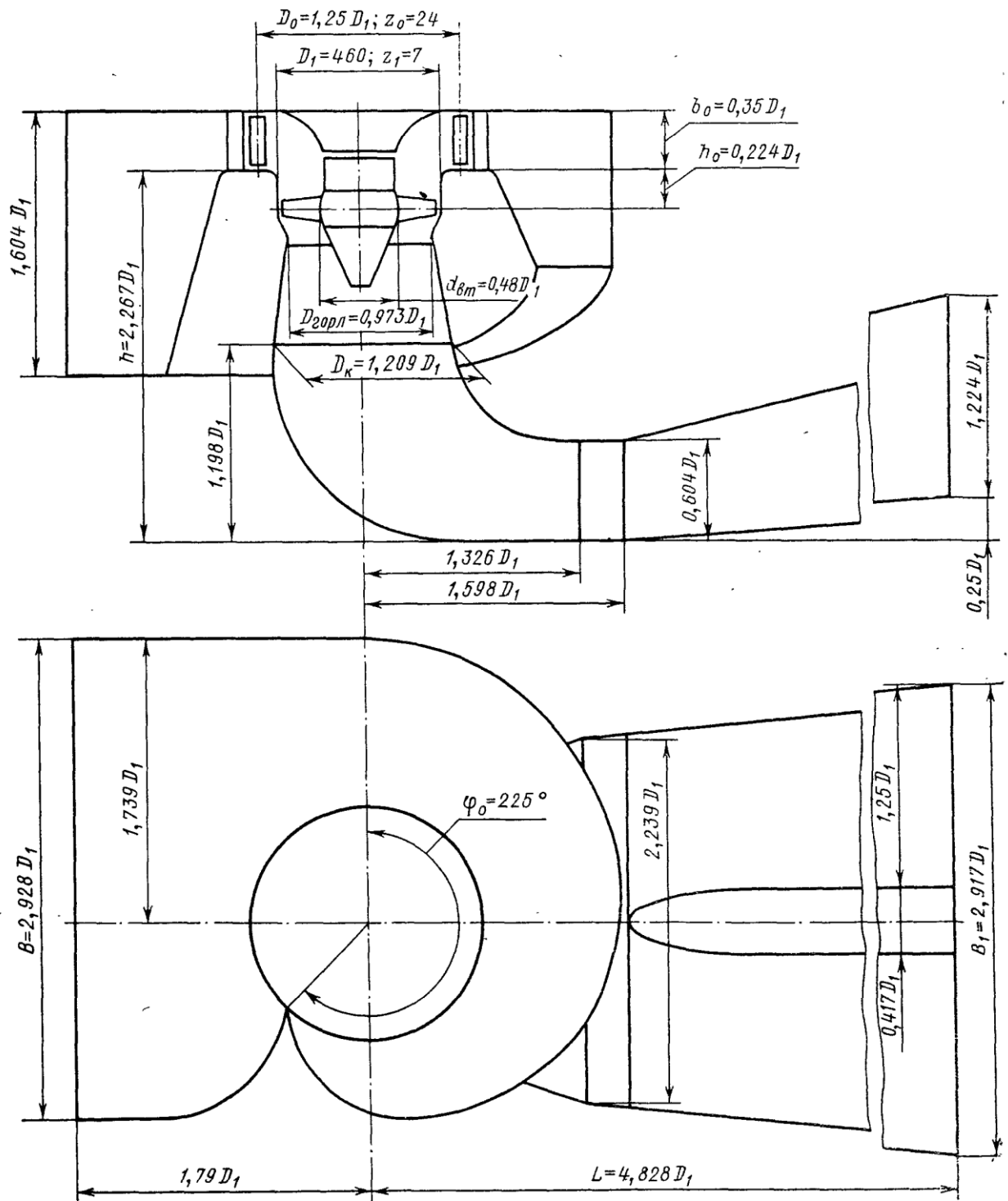


Рисунок Д.1 - Проточная часть гидротурбины ПЛ 60-В-710

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДП-140209.65-0907960.ПЗ

Лист

164

## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

### Фильтрационный расчёт плотины при основном сочетании нагрузок

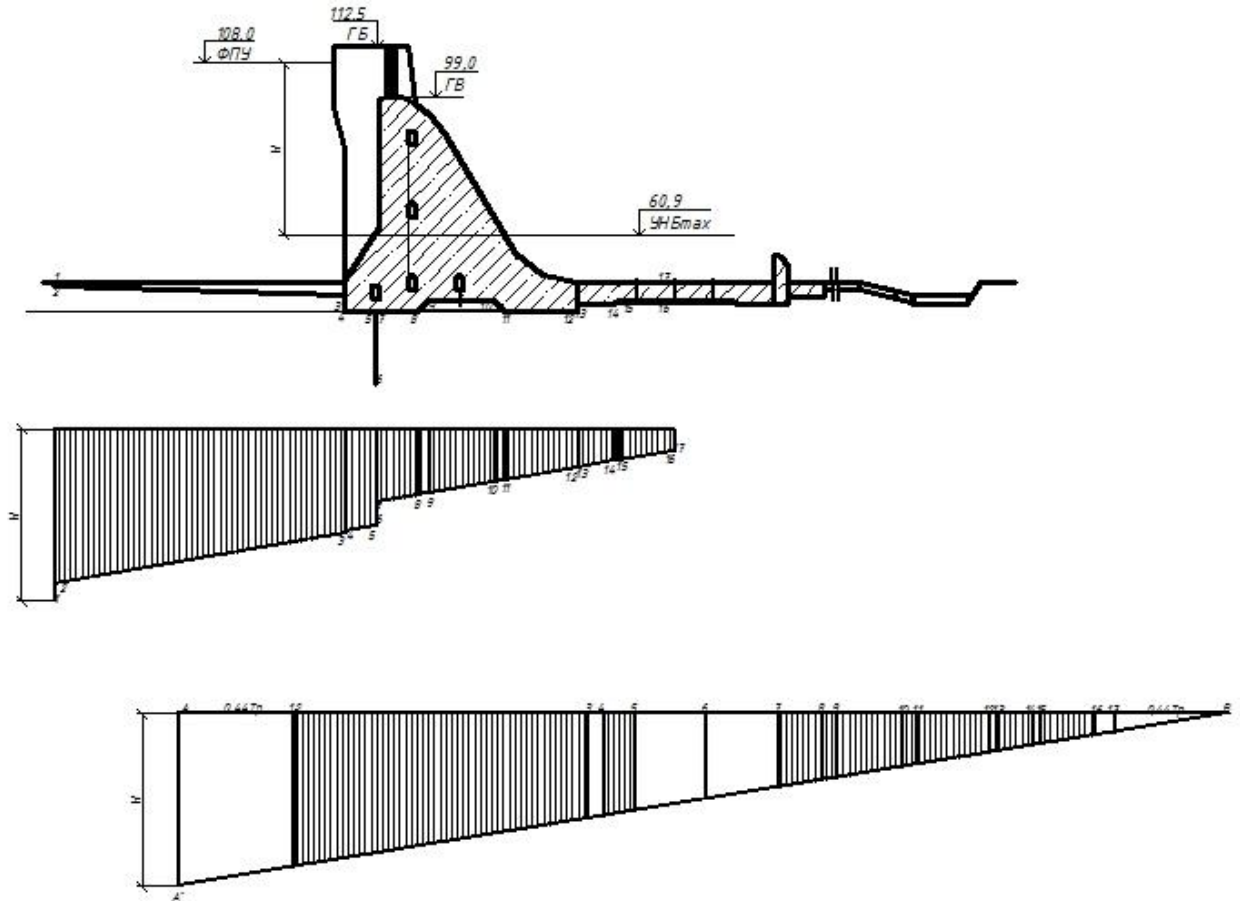


Рисунок Е.1 – Фильтрационный расчёт плотины при основном сочетании нагрузок

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		165

## ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

### Фильтрационный расчёт плотины при особом сочетании нагрузок

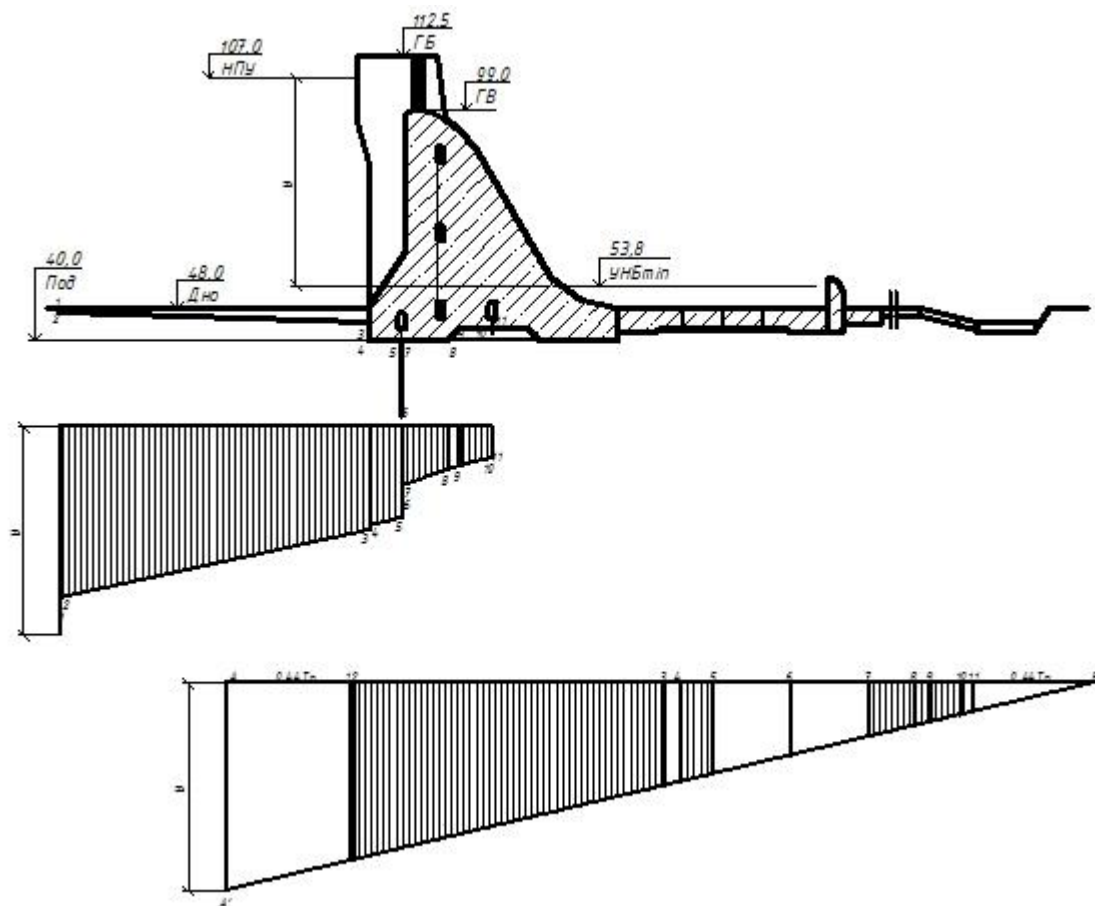


Рисунок Ж.1 – Фильтрационный расчёт плотины при особом сочетании нагрузок

					ДП-140209.65-0907960.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		166

## ПРИЛОЖЕНИЕ И

### Схема к расчету прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок

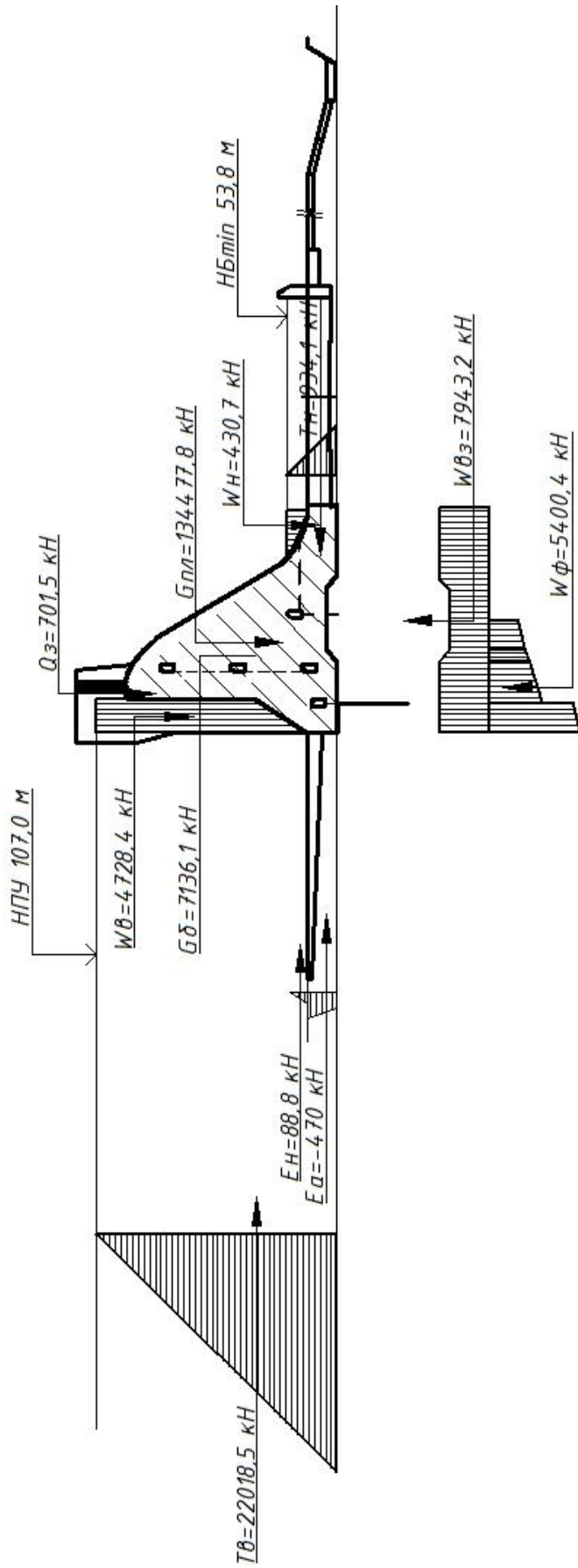


Рисунок И.1 – Схема к расчету прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДП-140209.65-0907960.ПЗ

## ПРИЛОЖЕНИЕ К

### Схема к расчету прочности и устойчивости плотины при особом сочетании нагрузок

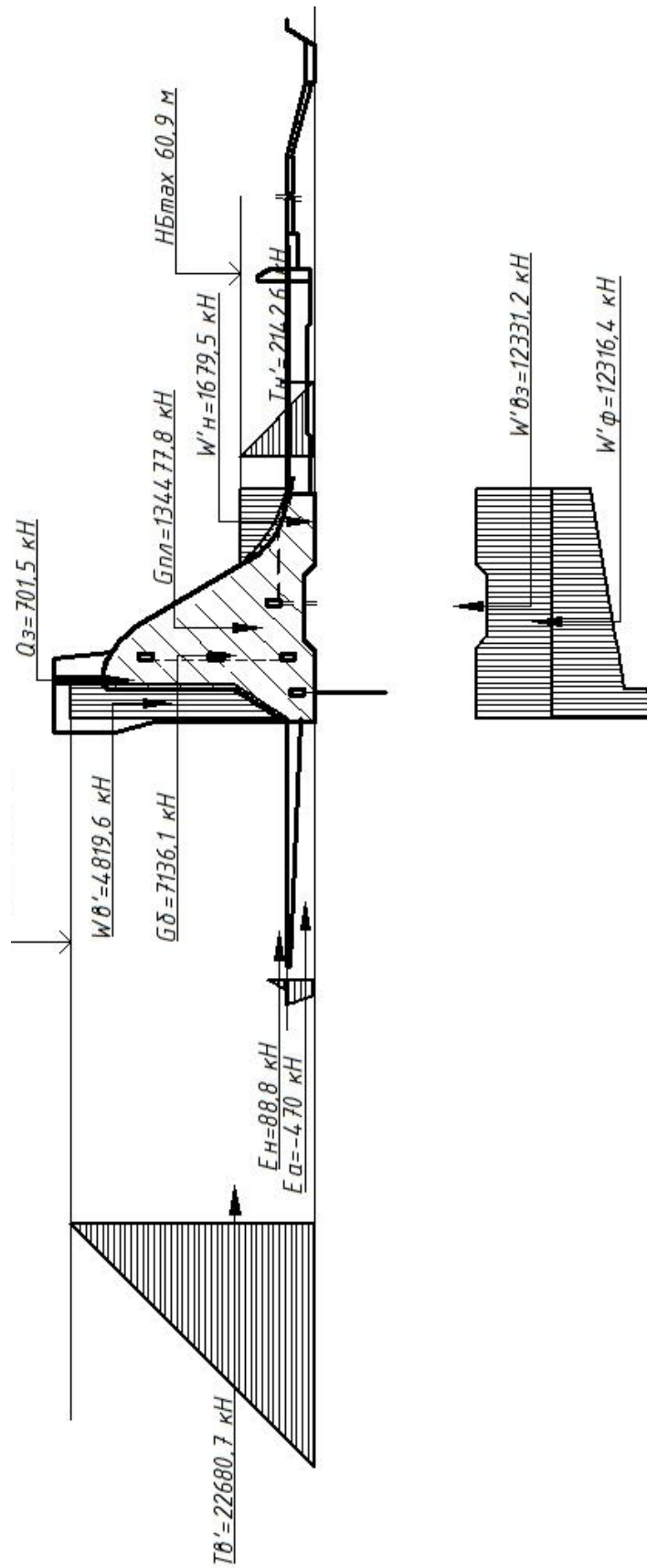


Рисунок К.1 – Схема к расчету прочности и устойчивости плотины при особом сочетании нагрузок

Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

ДП-140209.65-0907960.ПЗ

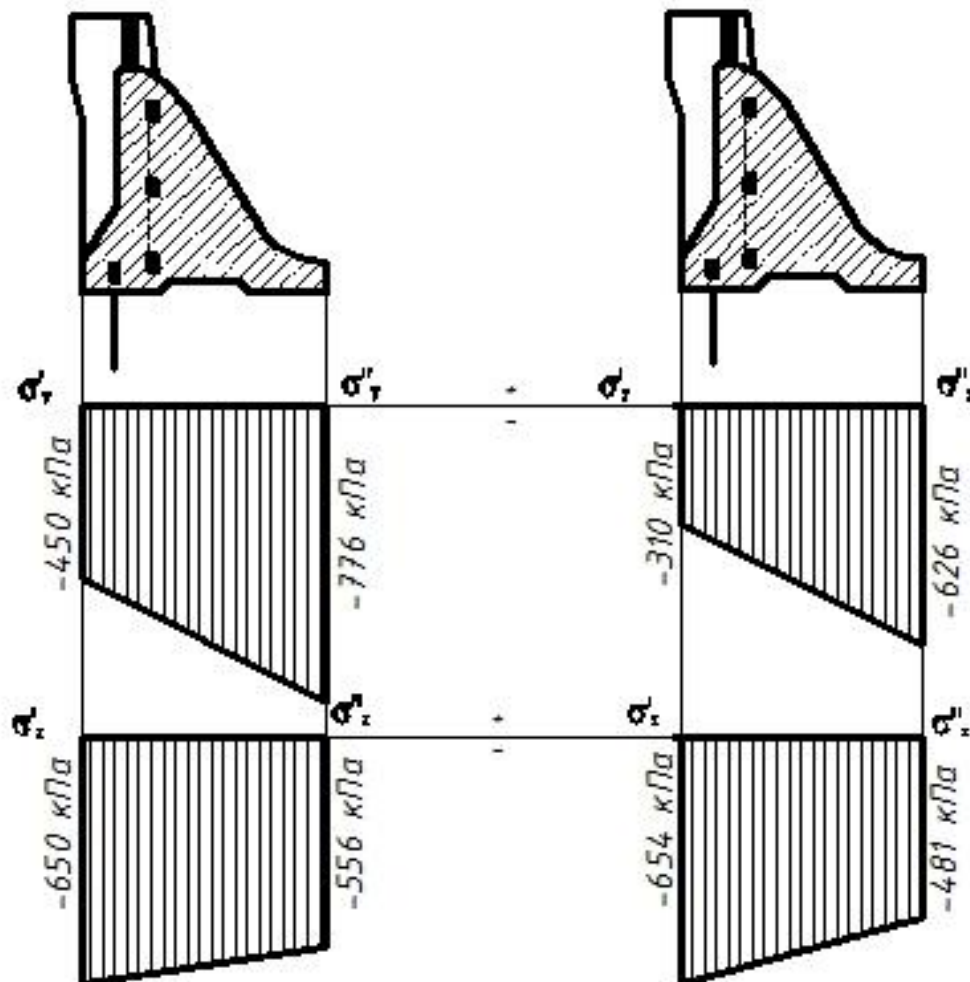


## ПРИЛОЖЕНИЕ Л

### Краевые напряжения в горизонтальных сечениях плотины

*При основном сочетании нагрузок*

*При особом сочетании нагрузок*



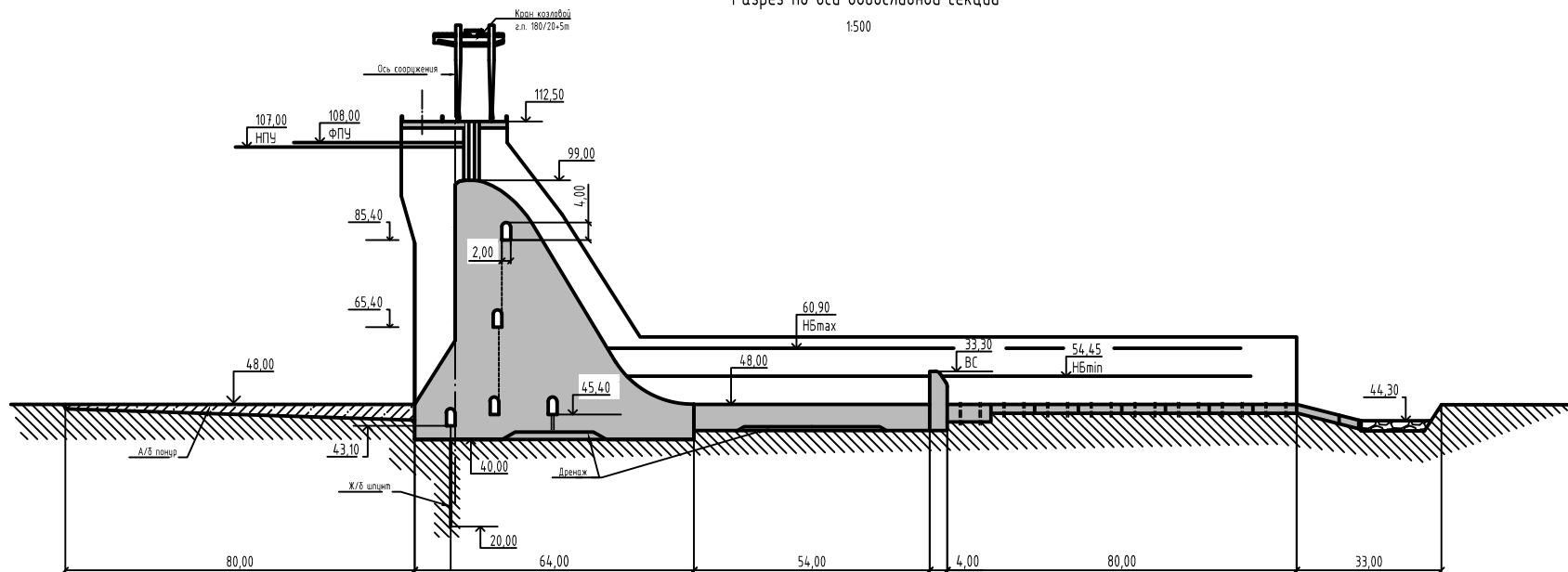
	$\sigma_1$	$\sigma_1$	$\sigma_2$	$\sigma_2$
НПУ	-442 кПа	-135 кПа	-657 кПа	-1196 кПа
ФПУ	-301 кПа	-205 кПа	-667 кПа	-902 кПа

Рисунок Л.1 – Краевые напряжения в горизонтальных сечениях плотины



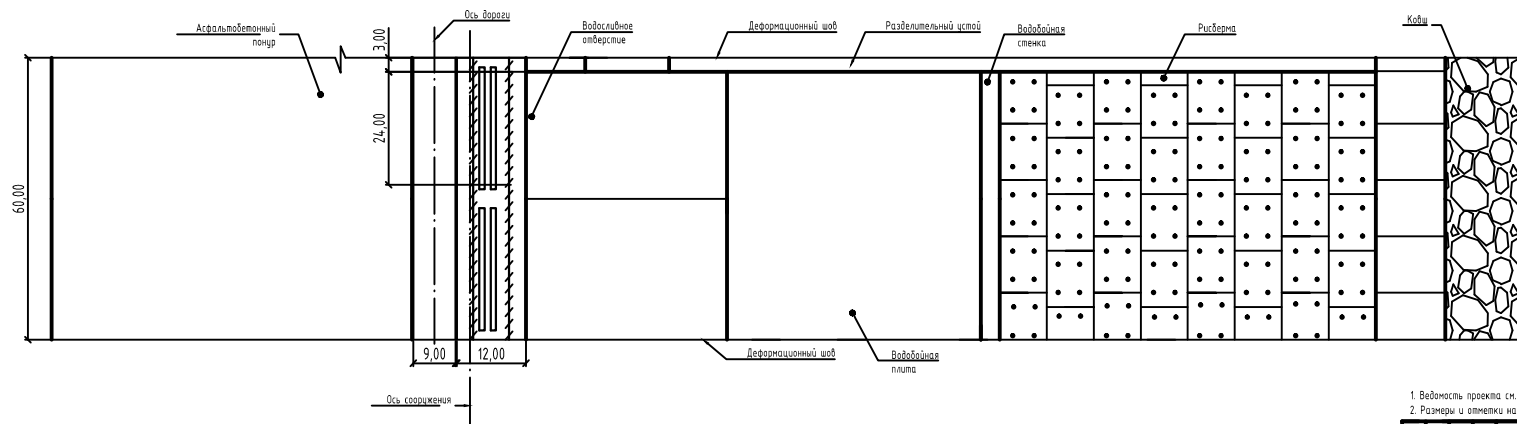
Разрез по оси водосливной секции

1:500



План водосливной плотины

1:500



1. Ведомость проекта см. на чертеже ДП-140209.65-0907960.ГП
2. Размеры и отметки на данном листе даны в метрах.

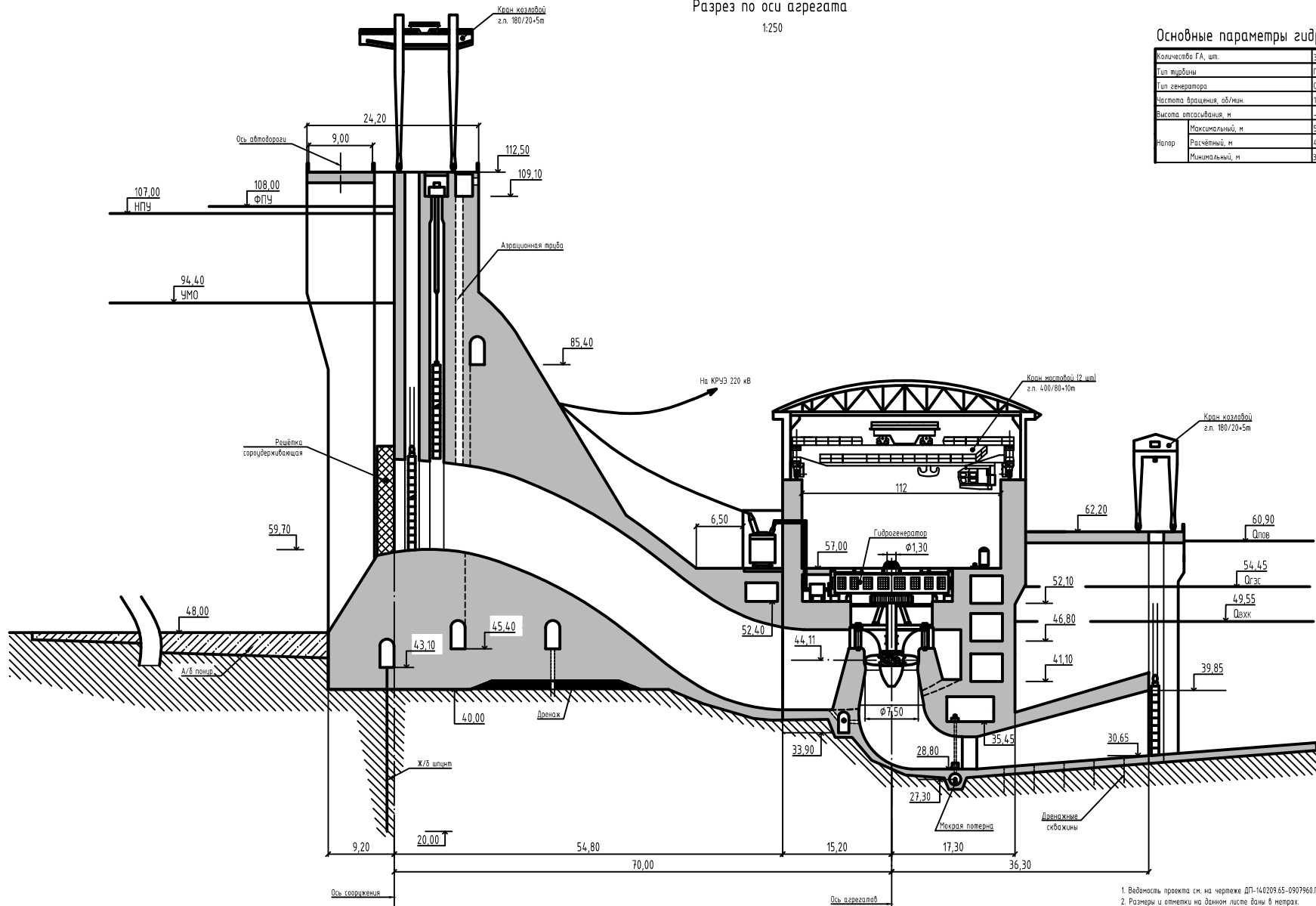
ДП-140209.65-0907960.ГП1			
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Имя	Курс	Группа	Дата
Степанов	Инженер	ИЭС	2016
Иванов	Инженер	ИЭС	2016
Сидоров	Инженер	ИЭС	2016
Петров	Инженер	ИЭС	2016
Смирнов	Инженер	ИЭС	2016
Климов	Инженер	ИЭС	2016
Васильев	Инженер	ИЭС	2016
Попов	Инженер	ИЭС	2016
Лебедев	Инженер	ИЭС	2016
Зайцев	Инженер	ИЭС	2016
Кузнецов	Инженер	ИЭС	2016
Борисов	Инженер	ИЭС	2016
Миронов	Инженер	ИЭС	2016
Мухоморов	Инженер	ИЭС	2016
Ильин	Инженер	ИЭС	2016
Воробьев	Инженер	ИЭС	2016
Александров	Инженер	ИЭС	2016
Селезнев	Инженер	ИЭС	2016
Соловьев	Инженер	ИЭС	2016
Ситников	Инженер	ИЭС	2016
Павлов	Инженер	ИЭС	2016
Соколов	Инженер	ИЭС	2016
Сухов	Инженер	ИЭС	2016
Бабин	Инженер	ИЭС	2016
Воронин	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Мясников	Инженер	ИЭС	2016
Шурин	Инженер	ИЭС	2016
Вознесенский	Инженер	ИЭС	2016
Зиновьев	Инженер	ИЭС	2016
Полухин	Инженер	ИЭС	2016
Перевалов	Инженер	ИЭС	2016
Плеханов	Инженер	ИЭС	2016
Романов	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Соловьев	Инженер	ИЭС	2016
Сухов	Инженер	ИЭС	2016
Бабин	Инженер	ИЭС	2016
Воронин	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Мясников	Инженер	ИЭС	2016
Шурин	Инженер	ИЭС	2016
Вознесенский	Инженер	ИЭС	2016
Зиновьев	Инженер	ИЭС	2016
Полухин	Инженер	ИЭС	2016
Перевалов	Инженер	ИЭС	2016
Плеханов	Инженер	ИЭС	2016
Романов	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Соловьев	Инженер	ИЭС	2016
Сухов	Инженер	ИЭС	2016
Бабин	Инженер	ИЭС	2016
Воронин	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Мясников	Инженер	ИЭС	2016
Шурин	Инженер	ИЭС	2016
Вознесенский	Инженер	ИЭС	2016
Зиновьев	Инженер	ИЭС	2016
Полухин	Инженер	ИЭС	2016
Перевалов	Инженер	ИЭС	2016
Плеханов	Инженер	ИЭС	2016
Романов	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Соловьев	Инженер	ИЭС	2016
Сухов	Инженер	ИЭС	2016
Бабин	Инженер	ИЭС	2016
Воронин	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Мясников	Инженер	ИЭС	2016
Шурин	Инженер	ИЭС	2016
Вознесенский	Инженер	ИЭС	2016
Зиновьев	Инженер	ИЭС	2016
Полухин	Инженер	ИЭС	2016
Перевалов	Инженер	ИЭС	2016
Плеханов	Инженер	ИЭС	2016
Романов	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Соловьев	Инженер	ИЭС	2016
Сухов	Инженер	ИЭС	2016
Бабин	Инженер	ИЭС	2016
Воронин	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Мясников	Инженер	ИЭС	2016
Шурин	Инженер	ИЭС	2016
Вознесенский	Инженер	ИЭС	2016
Зиновьев	Инженер	ИЭС	2016
Полухин	Инженер	ИЭС	2016
Перевалов	Инженер	ИЭС	2016
Плеханов	Инженер	ИЭС	2016
Романов	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Соловьев	Инженер	ИЭС	2016
Сухов	Инженер	ИЭС	2016
Бабин	Инженер	ИЭС	2016
Воронин	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Мясников	Инженер	ИЭС	2016
Шурин	Инженер	ИЭС	2016
Вознесенский	Инженер	ИЭС	2016
Зиновьев	Инженер	ИЭС	2016
Полухин	Инженер	ИЭС	2016
Перевалов	Инженер	ИЭС	2016
Плеханов	Инженер	ИЭС	2016
Романов	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Соловьев	Инженер	ИЭС	2016
Сухов	Инженер	ИЭС	2016
Бабин	Инженер	ИЭС	2016
Воронин	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Мясников	Инженер	ИЭС	2016
Шурин	Инженер	ИЭС	2016
Вознесенский	Инженер	ИЭС	2016
Зиновьев	Инженер	ИЭС	2016
Полухин	Инженер	ИЭС	2016
Перевалов	Инженер	ИЭС	2016
Плеханов	Инженер	ИЭС	2016
Романов	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Соловьев	Инженер	ИЭС	2016
Сухов	Инженер	ИЭС	2016
Бабин	Инженер	ИЭС	2016
Воронин	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Мясников	Инженер	ИЭС	2016
Шурин	Инженер	ИЭС	2016
Вознесенский	Инженер	ИЭС	2016
Зиновьев	Инженер	ИЭС	2016
Полухин	Инженер	ИЭС	2016
Перевалов	Инженер	ИЭС	2016
Плеханов	Инженер	ИЭС	2016
Романов	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Соловьев	Инженер	ИЭС	2016
Сухов	Инженер	ИЭС	2016
Бабин	Инженер	ИЭС	2016
Воронин	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Мясников	Инженер	ИЭС	2016
Шурин	Инженер	ИЭС	2016
Вознесенский	Инженер	ИЭС	2016
Зиновьев	Инженер	ИЭС	2016
Полухин	Инженер	ИЭС	2016
Перевалов	Инженер	ИЭС	2016
Плеханов	Инженер	ИЭС	2016
Романов	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Соловьев	Инженер	ИЭС	2016
Сухов	Инженер	ИЭС	2016
Бабин	Инженер	ИЭС	2016
Воронин	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Мясников	Инженер	ИЭС	2016
Шурин	Инженер	ИЭС	2016
Вознесенский	Инженер	ИЭС	2016
Зиновьев	Инженер	ИЭС	2016
Полухин	Инженер	ИЭС	2016
Перевалов	Инженер	ИЭС	2016
Плеханов	Инженер	ИЭС	2016
Романов	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Соловьев	Инженер	ИЭС	2016
Сухов	Инженер	ИЭС	2016
Бабин	Инженер	ИЭС	2016
Воронин	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Мясников	Инженер	ИЭС	2016
Шурин	Инженер	ИЭС	2016
Вознесенский	Инженер	ИЭС	2016
Зиновьев	Инженер	ИЭС	2016
Полухин	Инженер	ИЭС	2016
Перевалов	Инженер	ИЭС	2016
Плеханов	Инженер	ИЭС	2016
Романов	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Соловьев	Инженер	ИЭС	2016
Сухов	Инженер	ИЭС	2016
Бабин	Инженер	ИЭС	2016
Воронин	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Мясников	Инженер	ИЭС	2016
Шурин	Инженер	ИЭС	2016
Вознесенский	Инженер	ИЭС	2016
Зиновьев	Инженер	ИЭС	2016
Полухин	Инженер	ИЭС	2016
Перевалов	Инженер	ИЭС	2016
Плеханов	Инженер	ИЭС	2016
Романов	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Соловьев	Инженер	ИЭС	2016
Сухов	Инженер	ИЭС	2016
Бабин	Инженер	ИЭС	2016
Воронин	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Мясников	Инженер	ИЭС	2016
Шурин	Инженер	ИЭС	2016
Вознесенский	Инженер	ИЭС	2016
Зиновьев	Инженер	ИЭС	2016
Полухин	Инженер	ИЭС	2016
Перевалов	Инженер	ИЭС	2016
Плеханов	Инженер	ИЭС	2016
Романов	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Соловьев	Инженер	ИЭС	2016
Сухов	Инженер	ИЭС	2016
Бабин	Инженер	ИЭС	2016
Воронин	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Мясников	Инженер	ИЭС	2016
Шурин	Инженер	ИЭС	2016
Вознесенский	Инженер	ИЭС	2016
Зиновьев	Инженер	ИЭС	2016
Полухин	Инженер	ИЭС	2016
Перевалов	Инженер	ИЭС	2016
Плеханов	Инженер	ИЭС	2016
Романов	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Соловьев	Инженер	ИЭС	2016
Сухов	Инженер	ИЭС	2016
Бабин	Инженер	ИЭС	2016
Воронин	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Мясников	Инженер	ИЭС	2016
Шурин	Инженер	ИЭС	2016
Вознесенский	Инженер	ИЭС	2016
Зиновьев	Инженер	ИЭС	2016
Полухин	Инженер	ИЭС	2016
Перевалов	Инженер	ИЭС	2016
Плеханов	Инженер	ИЭС	2016
Романов	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Соловьев	Инженер	ИЭС	2016
Сухов	Инженер	ИЭС	2016
Бабин	Инженер	ИЭС	2016
Воронин	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Мясников	Инженер	ИЭС	2016
Шурин	Инженер	ИЭС	2016
Вознесенский	Инженер	ИЭС	2016
Зиновьев	Инженер	ИЭС	2016
Полухин	Инженер	ИЭС	2016
Перевалов	Инженер	ИЭС	2016
Плеханов	Инженер	ИЭС	2016
Романов	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Соловьев	Инженер	ИЭС	2016
Сухов	Инженер	ИЭС	2016
Бабин	Инженер	ИЭС	2016
Воронин	Инженер	ИЭС	2016
Семин	Инженер	ИЭС	2016
Мясников	Инженер	ИЭС	2016
Шурин	Инженер	ИЭС	2016
Вознесенский	Инженер	ИЭС	2016
Зиновьев	Инженер	ИЭС	2016
Полухин	Инженер	ИЭС	2016

### Разрез по оси агрегата

1:250

### Основные параметры гидроагрегатов

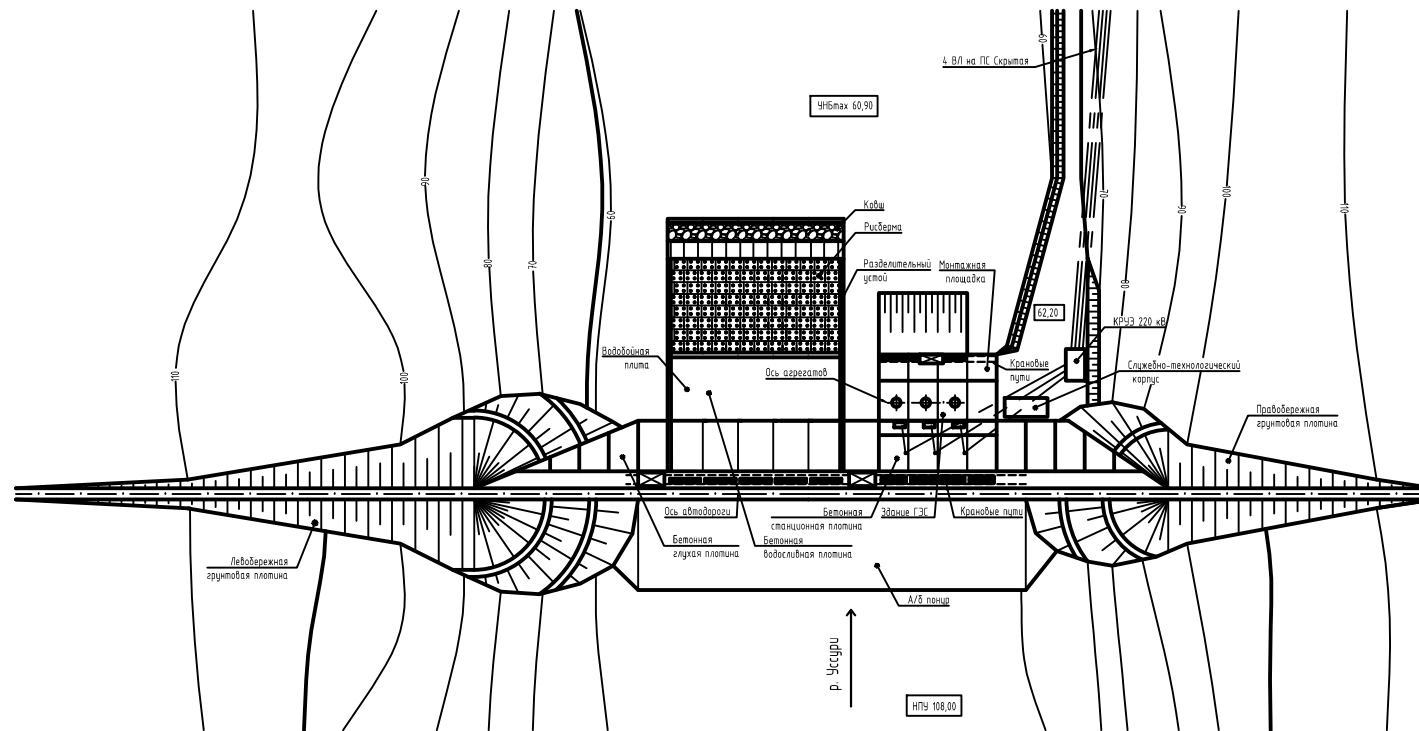
Количество ГА, шт.	3	
Тип турбины	ПЛ 60-В-750	
Тип генератора	СВ-1260/235-56	
Частота вращения, об/мин.	107,1	
Высота отсыпания, м	-4,98	
Напор	Максимальный, м	56,00
	Расчетный, м	44,20
	Минимальный, м	38,90



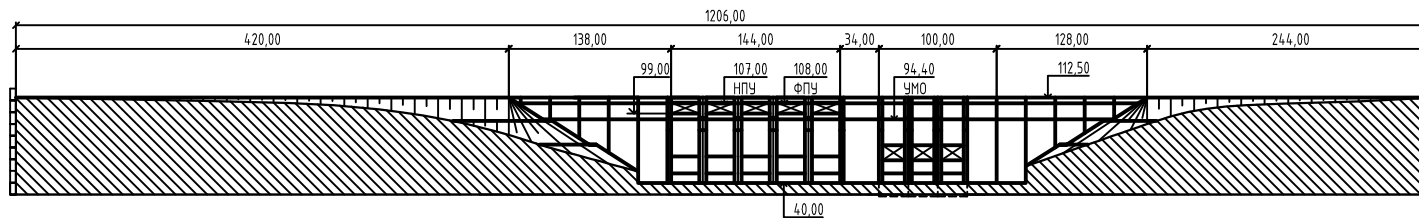
1. Ведомость проекта см. на чертеже ДП-140209.65-0907960.ГП
2. Размеры и отметки на данном листе даны в метрах.

				ДП-140209.65-0907960.ГР2			
				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Имя	Фамилия	Имя	Фамилия	Имя	Фамилия	Имя	Фамилия
Автор	Выполнил	Проверил	Утвердил	Проектирование	Листы	Лист	Листов
				Проектирование Лучевской ГЭС на реке Уссури		1	1
				Разрез по оси агрегата			
				Кафедра ГТЭС, 2016			

Генеральный план  
1:2000



Вид с верхнего бьефа  
1:2000



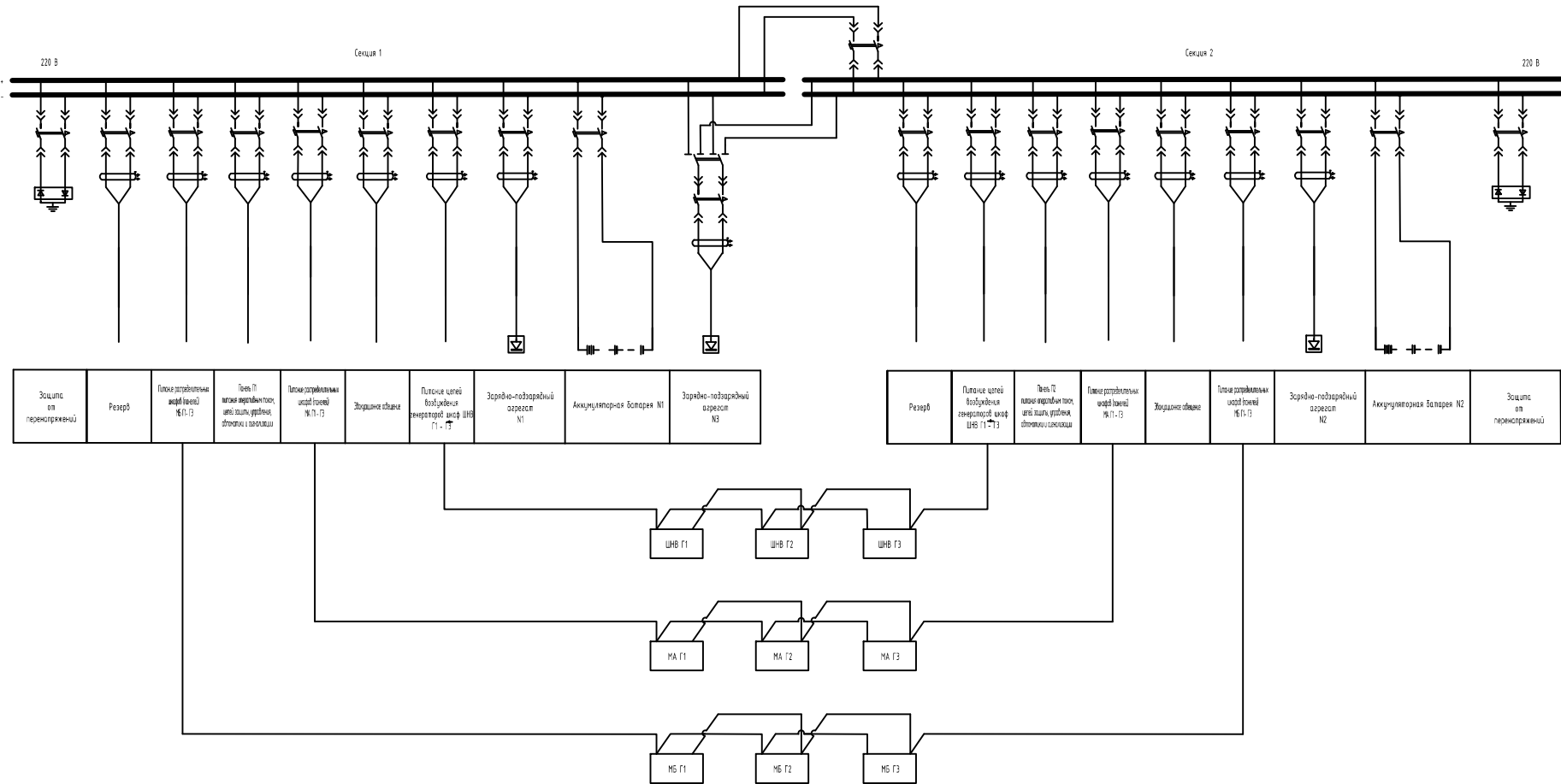
Ведомость состава проекта

№ п/п	Обозначение	Наименование	Примечание
1	ДП-14.0209.65-0907960.ГП	Генеральный план. Вид с верхнего бьефа.	
		Ведомость проекта	
2	ДП-14.0209.65-0907960.ГР1	План водосливной плиты. Разрез по оси водосливной секции	
3	ДП-14.0209.65-0907960.ГР2	Разрез по оси агрегатов	
4	ДП-14.0209.65-0907960.ЭЗ	Главная электрическая схема ГЭС	
5	ДП-14.0209.65-0907960.Э	Схема постоянного тока	
6	ДП-14.0209.65-0907960.ПЗ	Пояснительная записка	

1. Размеры и отметки на данном листе даны в метрах.

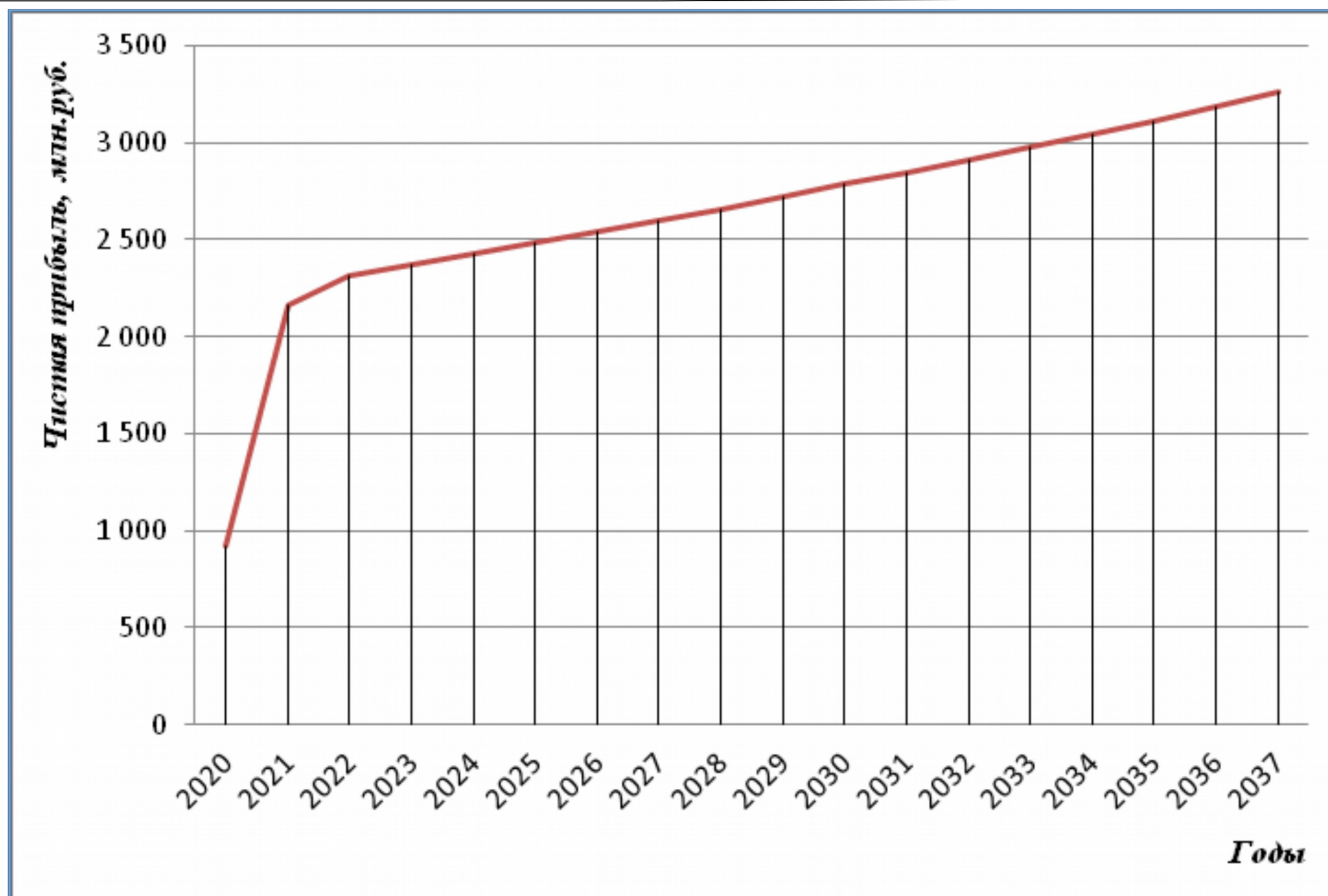
ДП-14.0209.65-0907960.ГП				
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Имя	Фамилия	Место	Дата	Лист
Проектирование	Лучевской	ГЭС на реке Уссури	1	1
Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Ведомость состава проекта				Кафедра ГТЭС, 2016

# Схема постоянного тока



1. Ведомость проекта см. на чертеже ДП-14-0209.65-0907960.П.

ДП-14-0209.65-0907960.Э									
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета									
Изм.	Корр.	Изм.	Изм.	Изм.	Изм.	Изм.	Изм.	Изм.	Изм.
Экз.	Исполн.	Исполн.	Исполн.	Исполн.	Исполн.	Исполн.	Исполн.	Исполн.	Исполн.
Инженер	Инженер	Инженер	Инженер	Инженер	Инженер	Инженер	Инженер	Инженер	Инженер
Проектирование Лучеворской ГЭС на реке Уссури							Листы	Лист	Листы
Схема постоянного тока							1	1	1
Кафедра ГТЭС, 2016									



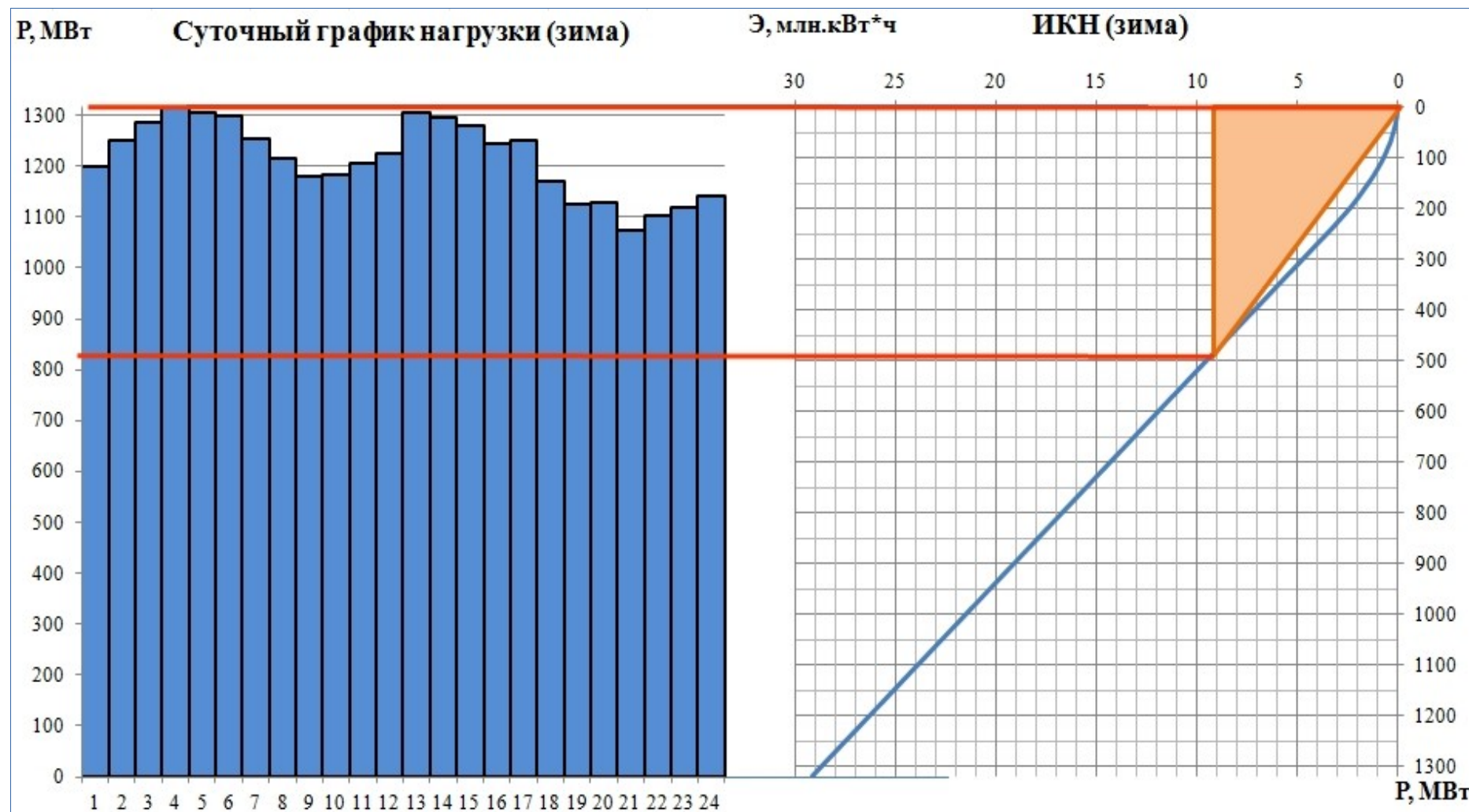
*Чистая прибыль в первые годы эксплуатации*

Показатель	Величина
Период окупаемости РВ, мес.	85
Индекс прибыльности PI	1,82
Себестоимость электроэнергии, руб./кВт·ч	0,26
Удельные кап вложения, руб./кВт	38827,86

### Лучегорска ГЭС на р. Уссури

Нуст = 508 МВт

Эсред.мн. = 3,10 млрд.кВт\*ч



Суточный график нагрузки и ИКН зимнего периода

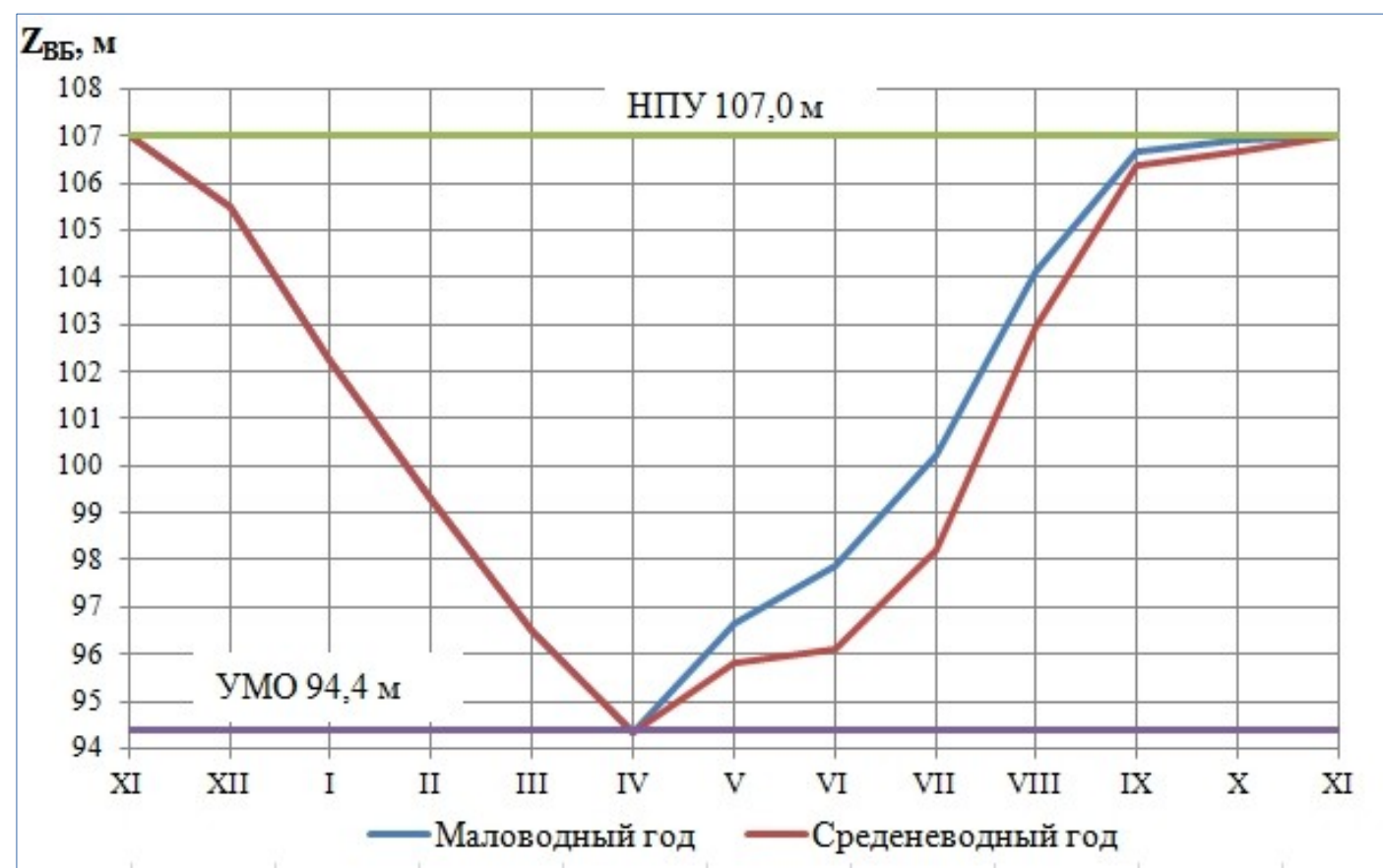
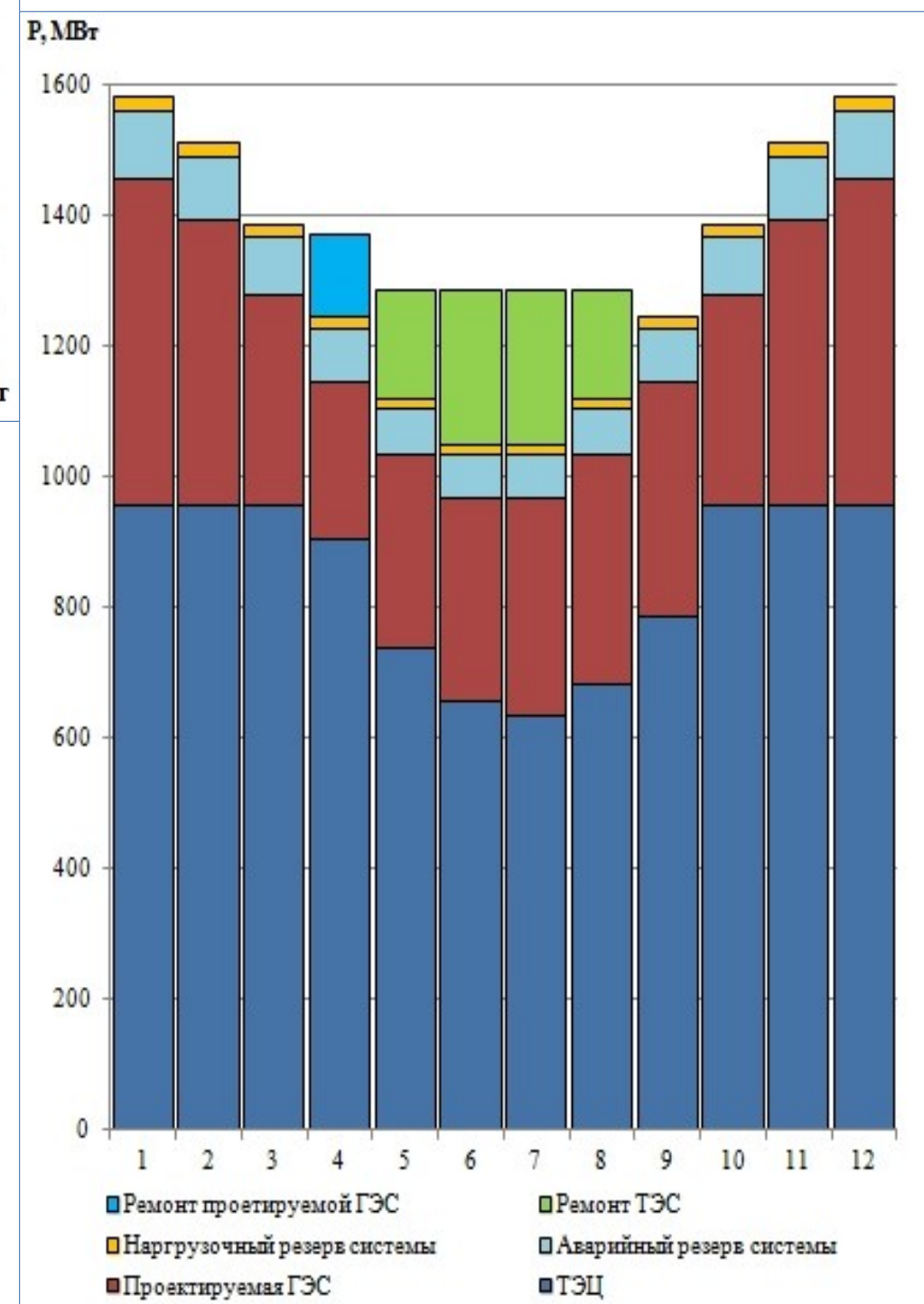
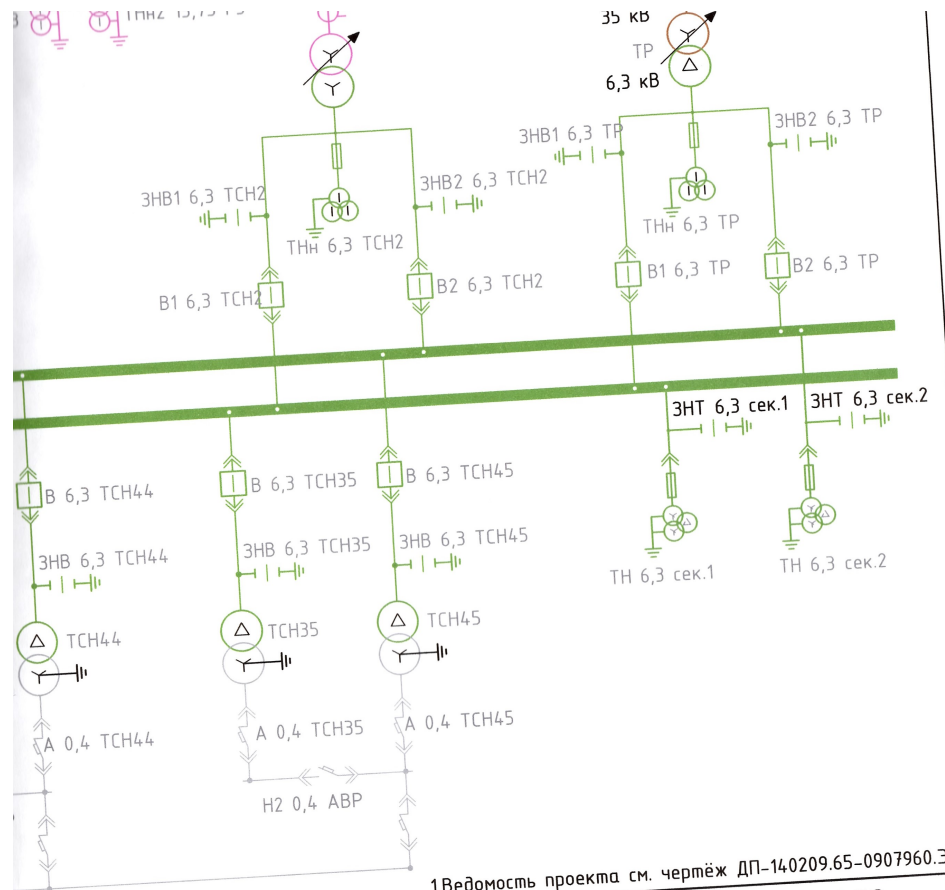


График сработки-наполнения водохранилища



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

						БР - 1303.02 -1203255 - ГП			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Бочаровской ГЭС на реке Днепр	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Кочелакова		<i>Коч</i>	11.06			1	1
Провер.		Лыбина		<i>Лыб</i>	16.06				
Т.контр.		Мальцев		<i>Маль</i>	17.06				
Н.контр.		Кириченко		<i>Кири</i>	20.06				
Утв.		Татарников		<i>Татар</i>	21.06	Генеральный план. Вид с нижнего бьефа. Ведомостьсостава проекта	Кафедра гидросооружений и гидромашин		



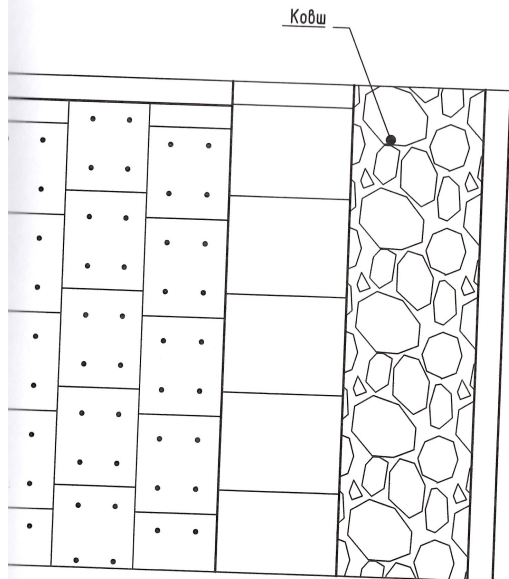
1.Ведомость проекта см. чертёж ДП-140209.65-0907960.33

ДП-140209.65-0907960.33						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Кол.ч	Лист	№ док	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.				Имайчев	18.06	Проектирование Лучезгорской ГЭС на реке Уссури	1	1
Провер.				Мальцев	18.06			
Руковод.				Шаловалов	18.06			
Н.контр.				Кириченко	18.06			
Утв.				Татарников	20.06	Главная электрическая схема ГЭС	Кафедра ГГЭС, 2016	

82,00

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже БР - 1303.02 - 1203255 - ГП.

БР - 1303.02 - 1203255 - ГР2					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Кочелакова		<i>Кочелакова</i>	11.06
Провер.		Масленникова		<i>Масленникова</i>	21.06
Т.контр.		Мальцев		<i>Мальцев</i>	17.06
Н.контр.		Кириченко		<i>Кириченко</i>	20.06
Утв.		Татарников		<i>Татарников</i>	21.06
				Проектирование Бочаровской ГЭС на р. Днепр	
				Здание ГЭС. Разрез по оси агрегата.	
		Стадия	Лист	Листов	
			1	1	
				Кафедра гидросооружений и гидромашин	



1. Ведомость проекта см. на чертеже ДП-14.0209.65-0907960.ГП.
2. Размеры и отметки на данном листе даны в метрах.

<b>ДП-14.0209.65-0907960.ГП1</b>					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Имайчев		<i>Имайчев</i>	20.08
Провер.		Лонский		<i>Лонский</i>	20.08
Руковод.		Шаловалов		<i>Шаловалов</i>	20.08
Н.контр.		Кириченко		<i>Кириченко</i>	20.08
Утв.		Татарников		<i>Татарников</i>	20.08
				Проектирование Лучегорской ГЭС на реке Уссури	
				Стадия	Лист
				1	1
				Разрез по оси водосливной секции. План водосливной плотины	
				Кафедра ГГЭС, 2016	

1. Ведомость проекта см. на чертеже ДП-14.0209.65-0907960.ГП.

						ДП-14.0209.65-0907960.Э			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Лучезгорской ГЭС на реке Уссури	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Имайчев		<i>Имайчев</i>	12.06				1
Провер.		Шаловалов		<i>Шаловалов</i>	12.06				
Руковод.		Шаловалов		<i>Шаловалов</i>	12.06				
Н.контр.		Кириченко		<i>Кириченко</i>	13.06				
Утв.		Татарников		<i>Татарников</i>	13.06	Схема постоянного тока			Кафедра ГГЭЭС, 2016

Имя фамилия	Экспертное заключение	План распределения шкотов (панелей) № П-ПЗ	Зарядно-подзарядный агрегат N2	Аккумуляторная батарея N2	Защита от перенапряжений
----------------	--------------------------	---	--------------------------------------	---------------------------	--------------------------------

1. Ведомость проекта см. на чертеже ДП-14.0209.65-0907960.ГП.

						<b>ДП-14.0209.65-0907960.Э</b>			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.лч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Лучезгорской ГЭС на реке Уссури	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Имайчев		<i>Имайчев</i>	12.08			1	1
Провер.		Шаповалов		<i>Шаповалов</i>	12.08				
Руковод.		Шаповалов		<i>Шаповалов</i>	12.08				
Н.контр.		Кириченко		<i>Кириченко</i>	13.08				
Утв.		Татарников		<i>Татарников</i>	21.08	Схема постоянного тока	Кафедра ГГЭС, 2016		