

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

инициалы, фамилия

« 21 » 06 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

140209.65 Электроэнергетика и электротехника.

**Проектирование Интынской ГЭС на реке Уса.
Системы измерений, способы исполнения, системы связей с РДУ СО,
системы отображения технологической информации (АСДТУ, СДТУ) на
ГЭС**

Руководитель

И.Ю. Погоняйченко
подпись, дата

И.Ю. Погоняйченко
должность, ученая степень

И.Ю. Погоняйченко
инициалы, фамилия

Выпускник

ЗГЭ 11-01Б
группа

И.М. Сенников
подпись, дата

И.М. Сенников
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2016

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Интынской ГЭС на реке Уса. Системы измерений, способы исполнения, системы связей с РДУ СО, системы отображения технологической информации (АСДТУ, СДТУ) на ГЭС».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические
расчёты

Зайд 20.06.16
подпись, дата

В.Ю. Сагалева
инициалы, фамилия

Гидротурбинное,
гидромеханическое и
вспомогательное
оборудования

АИШ 15.06.16
подпись, дата

Масленникова А.В.
инициалы, фамилия

Электрическая часть

АИ 11.06.16
подпись, дата

Корсаков Ю.А.
инициалы, фамилия

Релейная защита и
автоматика

ШФ 19.06.16
подпись, дата

Л.В. Ширяков
инициалы, фамилия

Охрана труда, пожарная
безопасность, экология

АБ 20.06.16
подпись, дата

Мельников
инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и
гидроузла

Д 17.06.16
подпись, дата

С.Е. Лонский
инициалы, фамилия

Технико – экономические
показатели

Криц 11.06.16
подпись, дата

В.В. Лангаева
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

М 21.06.16
подпись, дата

А.А. Заденсто
инициалы, фамилия

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	6
Сокращенный паспорт Интынской ГЭС.....	7
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС.....	9
1.1 Природные условия.....	9
1.2 Энерго-экономическая характеристика региона.....	14
1.3 Построение суточных графиков нагрузки.....	15
1.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы.....	19
2 Использование водной энергии.....	21
2.1 Гидрологические расчёты.....	21
2.2 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока.....	22
2.3 Выбор расчётного средневодного года ($P=50\%$).....	24
2.4 Выбор маловодного года ($P=90\%$).....	25
2.5 Выбор установленной мощности на основе водно-энергетического расчёта.....	27
2.5.1 Перераспределение стока с половодного периода на зимний период.....	27
2.5.2 Водно-энергетический расчёт.....	29
2.6 Расчёт резервов и определение установленной мощности проектируемой ГЭС, расчёт баланса мощностей.....	33
3 Выбор основного и вспомогательного оборудования.....	37
3.1 Выбор числа и типа агрегатов.....	37
3.2 Проверка работы гидротурбины при ограничении по минимальному расходу.....	42
3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения бескавитационной работы.....	42
3.3.1 Работа одного агрегата с расчетной мощностью при отметке НПУ.....	43
3.3.2 Работа одного агрегата с расчетной мощностью при H_p	44
3.3.3 Работа одного агрегата при минимальном напоре на линии ограничения по турбине.....	44
3.4 Расчет бетонной спиральной камеры.....	45
3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора.....	50
3.6 Выбор типа и габаритных размеров маслonaпорной установки и колонки управления.....	50
4 Электрическая часть.....	52
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений.....	52
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы.....	53
4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов.....	53
4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд.....	54
4.3 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта.....	54

4.4	Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН	58
4.5	Выбор главной схемы ГЭС	60
4.6	Расчёт токов КЗ	61
4.6.1	Трёхфазное короткое замыкание в точке К1 (ручной расчёт)	62
4.6.2	Трёхфазное короткое замыкание в точке К1 (RastrKZ)	64
4.6.3	Трёхфазное и однофазное замыкание в точке К ₂	67
4.7	Выбор электрических аппаратов	68
4.7.1	Расчет токов рабочего и утяжеленного режимов	68
4.7.2	Выбор коммутационных аппаратов генератора	69
4.7.3	Выбор коммутационных аппаратов КРУЭ- 220 кВ	69
4.7.4	Ограничители перенапряжения	70
5	Релейная защита и автоматика	71
5.1	Перечень защит основного оборудования	71
5.2	Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты	73
5.3	Продольная дифференциальная защита генератора	73
6	Компоновка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений	77
6.1	Определение класса сооружения	77
6.2	Гидравлические расчёты	77
6.2.1	Определение максимального и поверочного расхода	77
6.2.2	Определение ширины водосливного фронта	81
6.2.3	Определение отметки гребня водослива	83
6.2.4	Проверка на пропуск поверочного расхода	84
6.2.5	Определение отметки гребня быка	84
6.2.6	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе	90
6.2.7	Построения профиля водослива по координатам Кригера – Офицера	93
6.3	Конструирование плотины	94
6.3.1	Определение ширины и отметки подошвы плотины	94
6.3.2	Разрезка плотины швами	95
6.3.3	Быки	95
6.3.4	Устои	95
6.4	Фильтрационные расчёты	95
6.5	Статические расчёты плотины	97
6.5.1	Определение основных нагрузок на плотину	97
6.5.2	Вес сооружения и механизмов	98
6.5.3	Сила гидростатического давления	99
6.5.4	Равнодействующая взвешивающего давления	99
6.5.5	Сила фильтрационного давления	100
6.5.6	Давление грунта	100
6.5.7	Волновое давление	101
6.6	Расчёт прочности плотины	102
6.7	Оценка прочности плотины	107
6.8	Расчёт устойчивости плотины	109
7	Техника безопасности. Мероприятия по охране природы	111

7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	111
7.2	Техника безопасности.....	111
7.3	Противопожарная безопасность.....	114
7.4	Объекты водяного пожаротушения на ГЭС.....	115
7.5	Мероприятия по охране природы	116
7.6	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов	118
7.7	Водоохранная зона.....	119
7.8	Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции	120
8	Оценка объемов реализации энергии и расходов.....	122
8.1	Оценка объемов реализации электроэнергии	122
8.2	Текущие расходы на производство электроэнергии.....	123
8.3	Налоговые расходы.....	124
8.4	Оценка суммы прибыли	126
8.5	Оценка инвестиционного проекта.....	127
8.5.1	Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта	127
8.6	Показатели коммерческой эффективности проекта.....	128
8.7	Бюджетная эффективность	128
8.8	Анализ рисков инвестиционных проектов.....	129
9	Системы измерений, способы исполнения, системы связи с РДУ СО, системы отображения технологической информации (АСДТУ, СДТУ) на ГЭС	133
9.1	Требования к энергосистеме.....	133
9.2	Метрологическая служба ИнГЭС.....	133
9.3	Измерение технологических параметров	134
9.4	Телеизмерения и телесигнализация ИнГЭС	135
9.5	АСКУЭ ИнГЭС	138
9.6	Системы отображения технологической информации ИнГЭС	140
	Заключение	144
	Список использованных источников	146
	Приложения А-Е.....	148-153

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции – особое место в современных энергосистемах, выполняющие главную роль по регулированию её параметров в нестационарных режимах, а также покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке её сбыта.

Гидростанции являются одним 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, так как 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.

Стоит отметить и экологическую составляющую вопроса. Несмотря на затопление больших территорий с целью создания водохранилищ, гидроэлектростанции относятся к наиболее экологически чистым источникам энергии.

Российская Федерация богата гидроресурсами, но гидроэнергетический потенциал рек нашей страны использован в незначительной степени, из чего следует, что, данные гидроресурсы позволяют возводить новые гидроэлектростанции.

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ИНТЫНСКОЙ ГЭС

Наименование ГЭС: Интынская ГЭС на реке Уса,

Местонахождение ГЭС: Республика Коми,

Тип проектируемой установки Гидроэлектростанция.

Характерные расходы воды:

- расход среднегоголетний 3512,7 м³/с;
- расход всех турбин 2944 м³/с;
- максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,1%, 7904 м³/с;
- максимальный поверочный расход обеспеченностью 0,01%, 8243 м³/с.

Параметры водохранилища:

- характер регулирования стока годичный;
- отметки: НПУ 57 м; УМО 42,7 м;
- объемы водохранилища: полный 27 км³; полезный 8 км³.

Напоры ГЭС:

- максимальный 46,5 м;
- расчетный 31,7 м;
- минимальный 26,8 м.

Энергетические характеристики:

- мощность установленная 812 МВт;
- среднегоголетняя выработка электроэнергии 4451 млрд. кВт.ч.;
- число часов использования установленной мощности 7250 час.

Плотины:

- гравитационная водосливная материал бетон;
- левобережная гравитационная глухая грунтовая;
- станционная приплотинная гравитационная материал бетон;
- общая длина 3590 м, максимальная высота 62,8 м.

Водобросные сооружения:

- тип: отброс струи;
- число пролетов 9;
- общая длина 252 м;
- максимальная высота 62,8 м.

Здание ГЭС:

- тип здания приплотинное число агрегатов 6;
- размеры: общая длина 168 м ширина 38 м.

Основное оборудование:

- тип турбины ПЛ50-В-900;
- тип генератора СВ-1260/185-80УХЛ4, мощностью 150 МВ·А;
- частота вращения 75 об/мин;
- тип трансформаторов ТДЦ-400000/220, количество 3.

Технико-экономические показатели:

- период окупаемости 6,8 лет;

- себестоимость энергии 0,08 руб/кВт·ч;
- удельные капитальные вложения 37454 руб/кВт.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Природные условия

Интынская ГЭС проектируется в Республике Коми на реке Уса. Схема использования реки: одиночная ГЭС. Створ в месте возведения уложен известняками и скалистыми породами. Климат в республике Коми умеренно-континентальный с коротким прохладным летом и длинной морозной зимой. Средняя температура воздуха в январе составляет $-17\text{ }^{\circ}\text{C}$, а летом $+11\text{ }^{\circ}\text{C}$. Уса - является крупнейшим притоком р. Печора, образуется слиянием Большой Усы и Малой Усы, начинающихся на склонах Полярного Урала.. Её длина составляет 565 км., площадь бассейна — 93600 км². Полноводная река на всем своем протяжении. Питание главным образом снеговое и дождевое. Половодье продолжительное. Замерзает в верховьях в октябре.

Река имеет значительные гидроэнергетические запасы за счет значительного перепада высот. Река Уса широка, но не глубока и в верховьях местами до 2 м.

Производство электроэнергии в энергосистеме республики практически полностью осуществляется тепловыми электростанциями (ТЭС), суммарная установленная мощность которых в 2006 году составляла 2,48 млн. кВт. В республике действовали 1043 электростанций. Из общего количества электростанций 56 – электростанции общего пользования, 488 – принадлежит промышленным предприятиям, 246 – транспортным, 36 – строительным организациям, 54 – организациям сельского и лесного хозяйства, 163 – прочим хозяйствующим субъектам.

Основными потребителями являются топливно-энергетический, лесопромышленный, транспортный, сельскохозяйственный и жилищно-коммунальный комплексы. Эти отрасли потребляют более 80% электроэнергии и в значительной степени определяют развитие системы энергоснабжения республики.

7 июня 2016 г. в 17:55 Филиалом ОАО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Коми» (Коми РДУ) объявлен режим с высокими рисками нарушения электроснабжения (РВР) в Воркутинском и Интинском энергорайонах.

РВР объявлен в соответствии с «Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике», утвержденными Правительством РФ (Постановление от 27.12.2004 г. № 854). Причина ввода РВР – аварийное отключение котельного и генерирующего оборудования на Воркутинской ТЭЦ-2 (ПАО «Т Плюс») и угроза полного погашения потребителей Воркутинского и Интинского энергорайонов в случае аварийного отключения линий электропередачи 220 кВ в сечении Печорская ГРЭС – Инта – Воркута. Аварии на Воркутинской ТЭЦ-2 приводят к превышению величины максимально допустимого перетока в контролируемом сечении Печорская ГРЭС – Инта – Воркута, которая составляет 49 МВт. За период с ноября по июнь в результате

высокой аварийности на ТЭЦ максимально допустимый переток мощности в сечении Печорская ГРЭС – Инта – Воркута превышался 43 раза. В такой ситуации любая авария в этом сечении вызовет отключение потребителей, включая социально значимые объекты, предприятия угледобычи и переработки, частный сектор.

Из-за неудовлетворительного уровня надежности и отсутствия резервных источников питания с высокой скоростью регулирования, энергосистема в республике Коми нуждается в установке электростанций способных осуществить резервное питание и поддержку бесперебойного энергоснабжения потребителей. Такую задачу по возможно решить установкой в данном регионе ГЭС.

Основные гидрологические характеристики р. Уса:

- требования участников ВХК и потеря воды (таблица 1.1);
- гидрологический ряд наблюдений р.Уса в створе Интынской ГЭС (таблица 1.2);
- кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе ГЭС (рисунок 1.1, таблица 1.3);
- кривая зависимости объёмов водохранилища от уровня верхнего бьефа (таблица 1.4, рисунок 1.2);
- координаты кривой связи площадей затопления водохранилища от уровня верхнего бьефа (таблица 1.5, рисунок 1.3).

Геологический створ проектируемой ГЭС представлен в приложении А.

Таблица 1.1 – Требования участников ВХК и потери воды

Q, м ³ /с	Месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Санитарный попуск	550	550	550	970	970	970	970	970	550	550	550	550
Потребление из водохранилища	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	0	0	0	1	4	7	9	4	1	0	0	0
Льдообразование	7	6	0	-2	-4	-4	-4	-3	-1	0	2	3

Таблица 1.2 – Гидрологический ряд наблюдений р.Уса в створе Интынской ГЭС

Год	Месяц												Q _{ср.г.} , м ³ /с
	Межень			Половодье						Межень			
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1934	1163	1042	1150	1309	1707	1721	2240	3393	1600	1359	1127	913	1934
1935	1161	1044	1157	1321	1710	1723	2254	3388	1627	1354	1125	917	1935
1936	1159	1045	1164	1334	1714	1726	2268	3384	1653	1349	1122	921	1936
1937	1157	1047	1171	1347	1718	1728	2282	3379	1679	1345	1120	926	1937
1938	1155	1049	1178	1360	1721	1731	2296	3375	1706	1340	1118	930	1938
1939	1153	1050	1185	1373	1725	1733	2311	3371	1732	1336	1115	934	1939
1940	1151	1052	1192	1385	1729	1736	2325	3366	1759	1331	1113	938	1940
1941	1150	1054	1199	1398	1732	1739	2339	3362	1785	1326	1111	942	1941
1942	1148	1055	1206	1411	1736	1741	2353	3357	1811	1322	1108	947	1942
1943	1146	1057	1213	1424	1740	1744	2367	3353	1838	1317	1106	951	1943
1944	1144	1058	1220	1437	1743	1746	2381	3349	1864	1312	1104	955	1944
1945	1142	1060	1227	1449	1747	1749	2396	3344	1890	1308	1102	959	1945
1946	1140	1062	1234	1462	1751	1751	2410	3340	1917	1303	1099	963	1946
1947	1139	1063	1241	1475	1754	1754	2424	3335	1943	1299	1097	967	1947

Продолжение таблицы 1.2

Год	Месяц												Ср.г., м ³ /с
	Межень			Половодье						Межень			
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1948	1137	1065	1248	1488	1758	1756	2438	3331	1969	1294	1095	972	1948
1949	1135	1066	1255	1501	1762	1759	2452	3327	1996	1289	1092	976	1949
1950	1133	1068	1262	1514	1765	1761	2466	3322	2022	1285	1090	980	1950
1951	1131	1070	1269	1526	1769	1764	2481	3318	2048	1280	1088	984	1951
1952	1129	1071	1277	1539	1773	1767	2495	3313	2075	1275	1085	988	1952
1953	1128	1073	1284	1552	1776	1769	2509	3309	2101	1271	1083	993	1953
1954	1089	1227	1229	1362	1464	1781	2111	3402	1587	1411	1121	959	1954
1955	1091	1217	1242	1389	1490	1785	2154	3390	1655	1397	1117	967	1955
1956	1093	1207	1254	1416	1517	1790	2197	3378	1722	1382	1112	974	1956
1957	1095	1196	1266	1442	1543	1794	2240	3367	1790	1368	1108	981	1957
1958	1096	1186	1278	1469	1569	1798	2284	3355	1858	1354	1104	988	1958
1959	1098	1176	1290	1496	1596	1802	2327	3344	1926	1340	1100	995	1959
1960	1100	1166	1302	1522	1622	1806	2370	3332	1994	1325	1096	1002	1960
1961	1102	1155	1314	1549	1648	1811	2413	3320	2061	1311	1091	1010	1961
1962	1104	1145	1326	1576	1675	1815	2457	3309	2129	1297	1087	1017	1962
1963	1106	1135	1338	1602	1701	1819	2500	3297	2197	1283	1083	1024	1963
1964	1107	1125	1351	1629	1727	1823	2543	3286	2265	1268	1079	1031	1964
1965	1109	1114	1363	1656	1754	1827	2587	3274	2333	1254	1074	1038	1965
1966	1111	1104	1375	1682	1780	1831	2630	3263	2400	1240	1070	1045	1966
1967	1113	1094	1387	1709	1807	1836	2673	3251	2468	1226	1066	1052	1967
1968	1238	1215	1110	2614	1868	1742	3300	3488	2419	1326	1290	720	1968
1969	1553	1260	2100	2295	2460	2134	3413	2888	3431	1543	1155	1260	1969
1970	855	923	1110	1632	1097	1584	1556	2869	1744	612	930	1013	1970
1971	788	833	1020	1122	1599	1881	1781	2550	1650	995	1020	585	1971
1972	653	743	1410	1301	1407	1452	2381	2006	1950	918	915	990	1972
1973	1373	1170	1320	1798	2077	2133	4238	4800	3919	1607	870	1688	1973
1974	608	608	1290	1632	1667	1277	2513	3244	2531	1020	915	923	1974
1975	1395	1058	2220	1874	2711	2835	4313	4613	3056	1364	1005	1620	1975
1976	1373	1125	1350	1339	2171	1997	2981	2044	3450	1007	1200	1103	1976
1977	675	1170	1200	1913	1436	1566	1725	2100	3150	574	660	833	1977
1978	1553	1080	1590	1900	2858	2279	3094	4425	4819	1352	1125	1283	1978
1979	1823	1283	1260	2996	3115	1767	3450	2906	3431	1033	1095	1598	1979
1980	945	968	2040	1556	2445	1556	4444	2944	4294	956	1260	1463	1980
1981	990	1125	1770	2678	1964	1400	3150	3825	3075	1326	795	788	1981
1982	1868	1170	2550	2550	2351	2684	3750	5138	4256	1747	1770	1485	1982
1983	653	720	1170	1454	1533	1701	2494	1950	2156	663	600	653	1983
1984	1305	945	1650	2971	2924	2131	4763	2850	4594	1071	1335	1193	1984
1985	945	720	1470	1849	1807	1802	2700	2588	3338	778	615	1103	1985
1986	900	720	1020	2066	1841	1751	2963	2344	2513	689	900	1058	1986
1987	1373	2115	2430	2894	2492	2674	4969	5888	3431	1160	1395	1193	1987
1988	810	743	1350	2168	2096	1394	3338	3263	3788	1033	960	1238	1988
1989	585	675	1290	1250	1488	1481	1931	2194	1425	803	810	945	1989
1990	1305	900	1230	1505	1868	1334	2906	2494	3394	727	675	1418	1990
1991	563	720	1170	1607	1477	1359	1744	1463	1444	536	465	698	1991
1992	878	1418	1590	1607	2399	1709	2194	4088	2363	791	1020	765	1992
1993	1125	1553	2130	3098	2165	2385	4969	2606	3938	1275	1305	1170	1993
1994	653	968	1140	1160	2006	1071	3131	2363	2175	829	705	720	1994
1995	720	1350	1350	2435	2107	1613	2906	2663	3019	1148	1200	1215	1995
1996	1575	1755	1860	3443	2053	2120	4125	4088	5944	1925	1275	1980	1996
1997	833	765	870	2091	1782	1156	1688	2306	2625	854	600	1125	1997
1998	1260	1665	1530	1925	2244	1742	4594	4744	5194	1275	1125	1823	1998
1999	1508	1350	1950	2996	1815	1353	3975	4425	3300	1479	720	1305	1999
2000	1013	1305	2370	3328	1929	2830	4031	3131	3788	1454	870	1575	2000
2001	765	833	1740	2066	1632	1384	2025	1875	1856	740	585	1080	2001
2002	1193	1598	1170	2091	1982	2676	2869	3731	2381	1454	1200	1148	2002

Продолжение таблицы 1.2

Год	Месяц												Ср.г., м ³ /с
	Межень			Половодье						Межень			
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
2003	1013	653	1140	1823	1322	1594	2475	2400	2175	727	540	900	2003
2004	1058	1193	1140	1874	1129	1632	2531	2194	2513	829	915	720	2004
2005	855	855	930	1122	1642	1205	1781	2119	2231	523	480	608	2005
2006	878	1328	1530	2308	2003	1216	3675	2981	3469	829	1185	878	2006
2007	855	1035	1650	1849	2021	2761	3300	3000	3750	1326	825	1035	2007
2008	968	1193	2070	2257	2645	1956	2494	2850	3713	842	1110	1553	2008
2009	1193	810	1080	2180	1337	1988	2644	3319	2831	1377	1110	1350	2009
2010	1283	2138	2640	2410	2015	2566	4350	3525	4763	1326	1365	1710	2010
2011	945	788	1620	1785	1546	2055	2531	3469	2531	1046	1020	900	2011
2012	1089	1270	1938	2111	1924	2256	3356	3520	3953	1209	1228	1341	2012
2013	1103	1294	2008	2134	1953	2313	3451	3630	4124	1243	1276	1385	2013

Таблица 1.3– Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе ГЭС

Z _{НБ} , м	Q _{лето} , м ³ /с	Q _{зима} , м ³ /с
8	0	0
9,9	510	398
11,2	1020	796
12,3	1530	1193
13,2	2040	1591
14,0	2550	1989
14,8	3060	2387
15,4	3570	2785
16,0	4080	3182
16,6	4590	3580
17,1	5100	3978
17,6	5610	4376
18,1	6120	4774
18,6	6630	5171
19,0	7140	5569

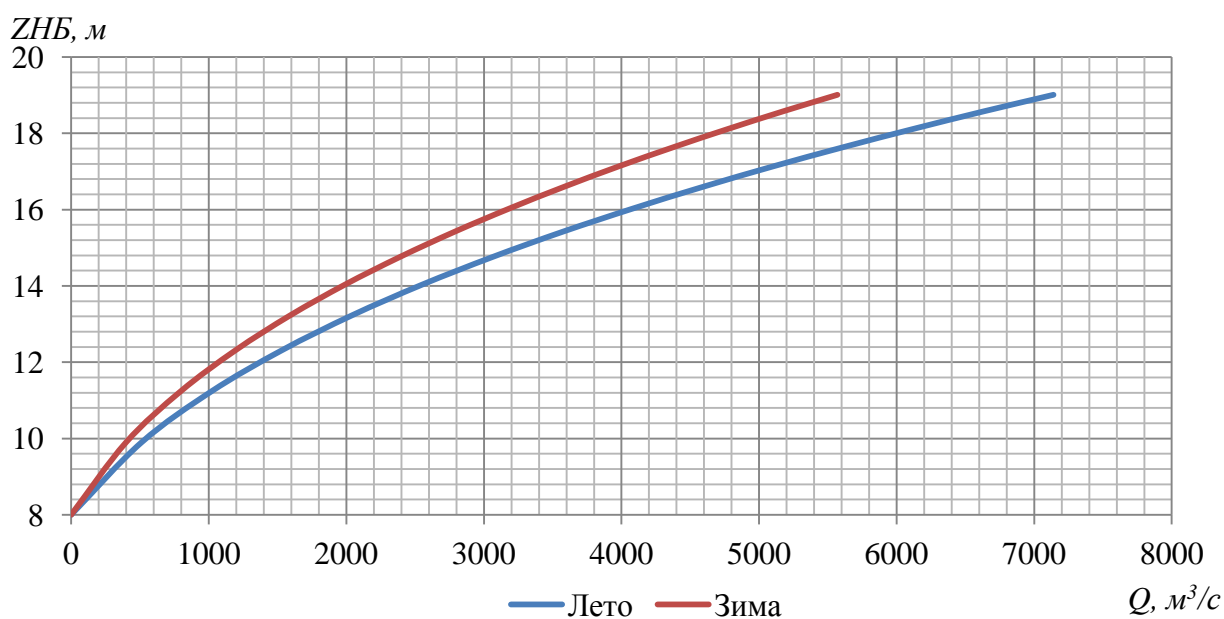


Рисунок 1.1 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе

Таблица 1.4–Координаты кривой объемов Интынского водохранилища

Z, м	V, км ³
8	0
13,1	1,9
17,7	3,8
21,9	5,7
25,9	7,7
29,7	9,6
33,4	11,5
37,0	13,4
40,5	15,3
43,9	17,2
47,3	19,2
50,6	21,1
53,9	23,0
57,1	24,9
60,3	26,8

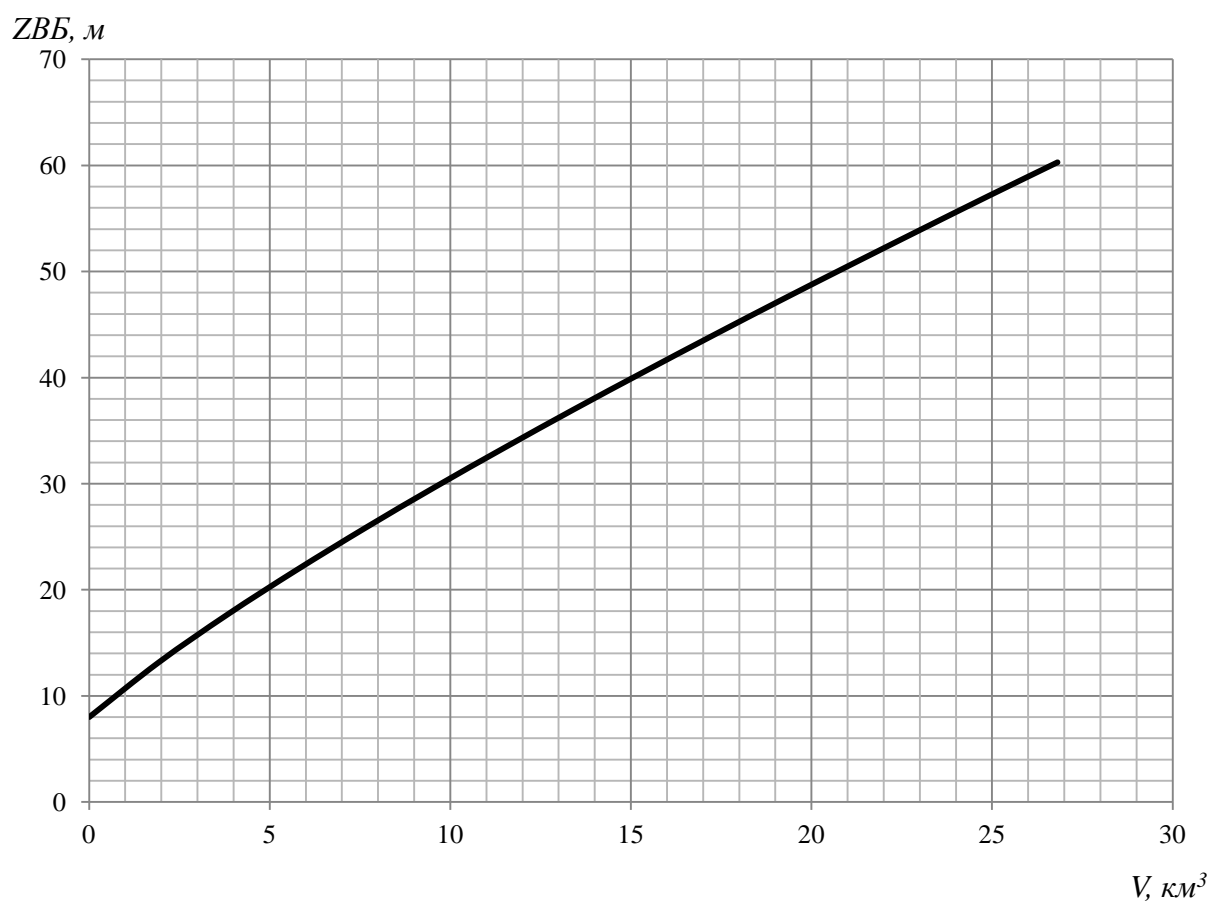


Рисунок 1.2 – Кривая зависимости объемов водохранилища от уровня верхнего бьефа

Таблица 1.5– Координаты кривой связи площадей затопления водохранилища от уровня верхнего бьефа

Z, м	F, км ²
8	0
13,1	15
17,7	30
21,9	45
25,9	60
29,7	75
33,4	90
37,0	105
40,5	120
43,9	135
47,3	150
50,6	165
53,9	180
57,1	195
60,3	210

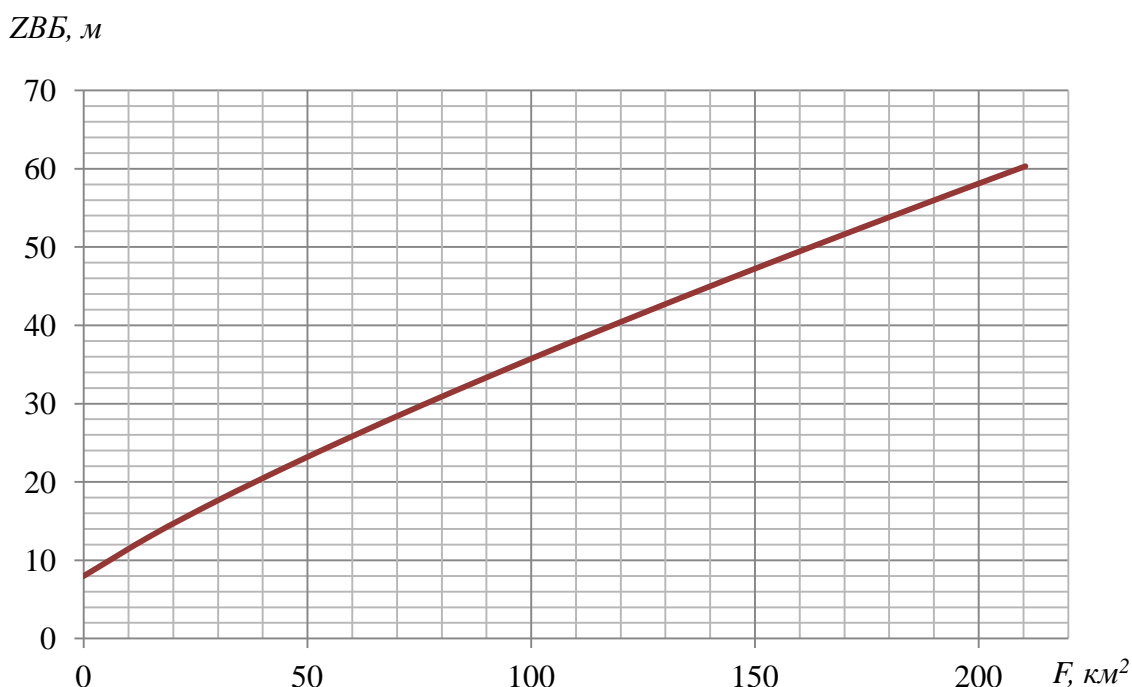


Рисунок 1.3 – кривая связи площадей затопления водохранилища от уровня верхнего бьефа

1.2 Энерго-экономическая характеристика региона

Проектируемая Интынская ГЭС относится к РДУ энергосистемы Северо-Запад. Электроэнергетический комплекс образуют 130 электростанций (в том числе 104 электростанции мощностью 5 МВт и выше), имеющие суммарную установленную мощность 23,143 тыс. МВт. В управлении и ведении Коми РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 2363 МВт. Основными источниками генерации являются ТЭЦ и ГРЭС. Необходимость ГЭС объясняется необходимостью маневренности объектов

генерации, следовательно проектируемая Интынская ГЭС будет участвовать в покрытии пиковых и полупиковых зон суточных графиков нагрузки.

Особенности энергосистемы:

- установленная мощность существующих ГЭС: 2900 МВт;
- гарантированная мощность существующих ГЭС по зиме: 2430 МВт; по лету: 2125 МВт;
- годовой максимум нагрузки 15369 МВт;
- число часов использования установленной мощности 7250ч;
- нагрузочный резерв энергосистемы 1,5 %;
- аварийный резерв энергосистемы 7 %.

Суточные графики нагрузки летнего и зимнего периода ОЭС Северо-Запада представлены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Суточные графики нагрузки ОЭС Северо-Запада за лето и зиму

Лето		Зима	
Время Мск	Мощность генерации, МВт	Время Мск	Мощность генерации, МВт
0:00	8682	0:00	12972
1:00	8592	1:00	12811
2:00	8527	2:00	12719
3:00	8467	3:00	12753
4:00	8451	4:00	12841
5:00	8428	5:00	12859
6:00	8628	6:00	12961
7:00	8842	7:00	13520
8:00	9094	08:00	13992
9:00	9161	9:00	14045
10:00	9540	10:00	14078
11:00	9522	11:00	14076
12:00	9553	12:00	14045
13:00	9556	13:00	14098
14:00	9530	14:00	14028
15:00	9476	15:00	14089
16:00	9514	16:00	14060
17:00	9224	17:00	14025
18:00	9083	18:00	13967
19:00	9073	19:00	13918
20:00	9117	20:00	13949
21:00	9065	21:00	14001
22:00	8886	22:00	14056
23:00	8760	23:00	13811

1.3 Построение суточных графиков нагрузки

Для построения интегральной кривой нагрузки ранжируем мощность в убывающем порядке, делим на зоны, определяем временные интервалы этих зон и определяем выработку электроэнергии в данной зоне.

Результаты расчетов представлены в таблице 1.7 и 1.8 для зимнего и летнего периодов соответственно. Суточные графики нагрузок и ИКН для летнего и зимнего периода представлены на рисунке 1.4 и 1.5 соответственно.

Таблица 1.7 – Координаты кривой нагрузки зимнего периода

Р ген, МВт	Рранж, МВт	ΔP , МВт	Δt , ч	$\Delta \mathcal{E}$, МВт*ч	ΔP_{Σ} , МВт	$\Delta \mathcal{E}_{\Sigma}$, МВт*ч
12811	14098	9	1	9	9	9
12719	14089	11	2	22	20	31
12753	14078	2	3	6	22	37
12841	14076	16	4	64	38	101
12859	14060	4	5	20	42	121
12961	14056	11	6	66	53	187
13520	14045	0	7	0	53	187
13992	14045	17	8	136	70	323
14045	14028	3	9	27	73	350
14078	14025	24	10	240	97	590
14076	14001	9	11	99	106	689
14045	13992	25	12	300	131	989
14098	13967	18	13	234	149	1223
14028	13949	31	14	434	180	1657
14089	13918	107	15	1605	287	3262
14060	13811	291	16	4656	578	7918
14025	13520	548	17	9316	1126	17234
12972	12972	11	18	198	1137	17432
13967	12961	102	19	1938	1239	19370
13918	12859	18	20	360	1257	19730
13949	12841	30	21	630	1287	20360
14001	12811	58	22	1276	1345	21636
14056	12753	34	23	782	1379	22418
13811	12719	12719	24	305256	14098	327674

Таблица 1.8 – Координаты кривой нагрузки летнего периода

Р ген, МВт	Рранж, МВт	ΔP , МВт	Δt , ч	$\Delta \mathcal{E}$, МВт*ч	ΔP_{Σ} , МВт	$\Delta \mathcal{E}_{\Sigma}$, МВт*ч
8682	9556	3	1	3	3	3
8592	9553	13	2	26	16	29
8527	9540	10	3	30	26	59
8467	9530	8	4	32	34	91
8451	9522	8	5	40	42	131
8428	9514	38	6	228	80	359
8628	9476	252	7	1764	332	2123
8842	9224	63	8	504	395	2627
9094	9161	44	9	396	439	3023
9161	9117	23	10	230	462	3253
9540	9094	11	11	121	473	3374
9522	9083	10	12	120	483	3494
9553	9073	8	13	104	491	3598
9556	9065	179	14	2506	670	6104
9530	8886	44	15	660	714	6764
9476	8842	82	16	1312	796	8076
9514	8760	78	17	1326	874	9402
9224	8682	54	18	972	928	10374
9083	8628	36	19	684	964	11058
9073	8592	65	20	1300	1029	12358
9117	8527	60	21	1260	1089	13618
9065	8467	16	22	352	1105	13970
8886	8451	23	23	529	1128	14499
8760	8428	8428	24	202272	9556	216771

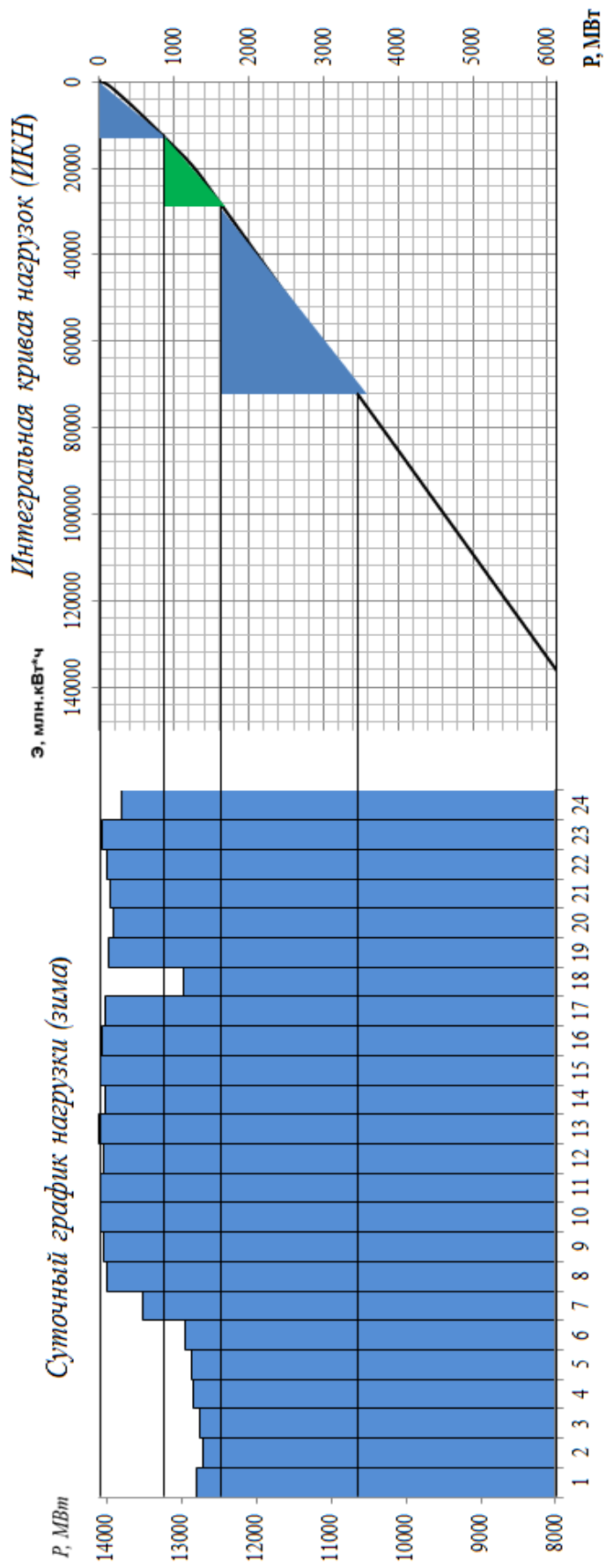


Рисунок 1.4 – Суточный график нагрузки и ИКН зимнего периода

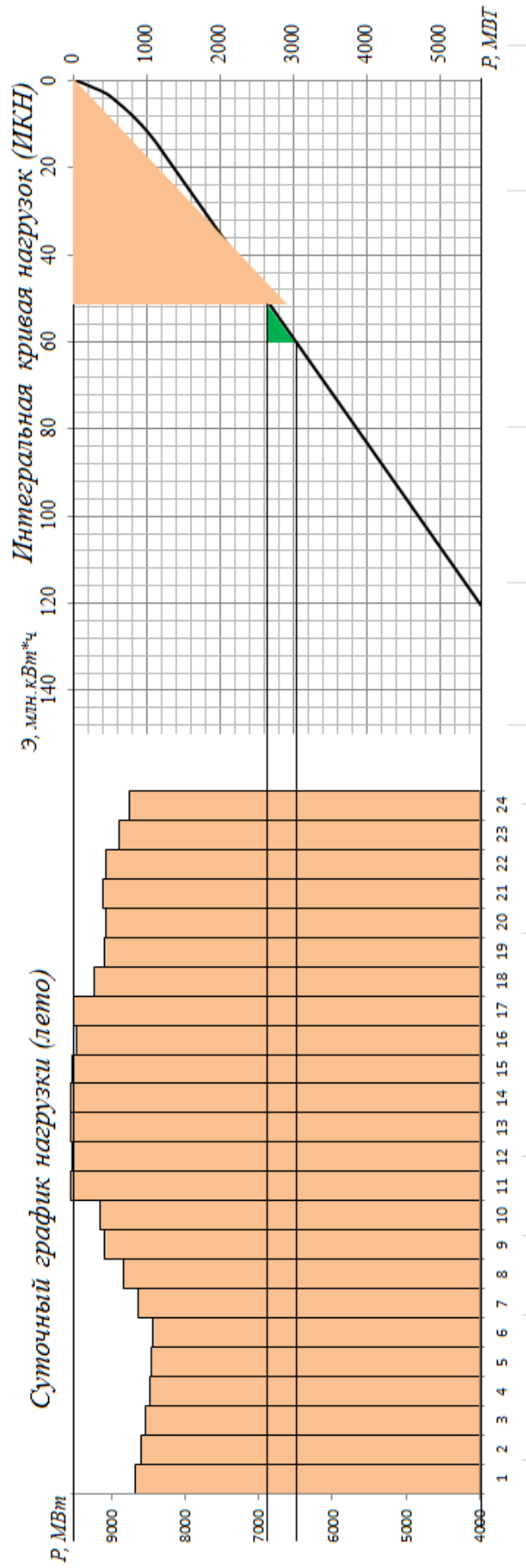


Рисунок 1.5 – Суточный график нагрузки и ИКН летнего периода

1.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Максимальная нагрузка энергосистемы для рабочего дня каждого месяца без учета годового прироста нагрузки находится следующим образом:

$$P_t^{\max} = a + b \cdot \cos(30^\circ \cdot t - 15^\circ), \quad (1.1)$$

где t – порядковый номер месяца в году;

$$a = \frac{P_3^{\max} + P_l^{\max}}{2} = \frac{9556 + 14098}{2} = 11827 \text{ МВт}; \quad (1.2)$$

$$b = \frac{P_3^{\max} - P_l^{\max}}{2} = \frac{14098 - 9556}{2} = 2271 \text{ МВт}, \quad (1.3)$$

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

$$P_t^{\max} = 11827 + 2271 \cdot \cos\left(|30^\circ t - 15^\circ| \cdot \frac{\pi}{180^\circ}\right).$$

Среднемесячная нагрузка энергосистемы

$$\bar{P}_{\text{ср}} = \frac{P_l^{\max}}{P_3^{\max}} \cdot P_t^{\max} = \frac{14098}{9556} \cdot P_t^{\max} = 1,47 \cdot P_t^{\max}, \quad (1.4)$$

где P_l^{\max} – то же, что и в формуле (1.2);
 P_3^{\max} – максимальное значение нагрузки энергосистемы зимнего периода.

Результаты расчёта максимальной и среднемесячной нагрузки энергосистемы представлены в таблице 1.9 и на рисунке 1.6.

Таблица 1.9 – Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

Месяц	cos	P_t^{\max} , МВт	$\bar{P}_{\text{ср}}$, МВт
1	0,966	14021	9506
2	0,707	13433	9108
3	0,259	12416	8418
4	-0,258	11241	7622
5	-0,706	10223	6931
6	-0,966	9634	6532
7	-0,966	9632	6531
8	-0,709	10218	6928
9	-0,261	11234	7617

Продолжение таблицы 1.9

Месяц	cos	P_{\max} , МВт	$\bar{P}_{\text{ср}}$, МВт
10	0,256	12409	8413
11	0,705	13428	9104
12	0,965	14019	9505

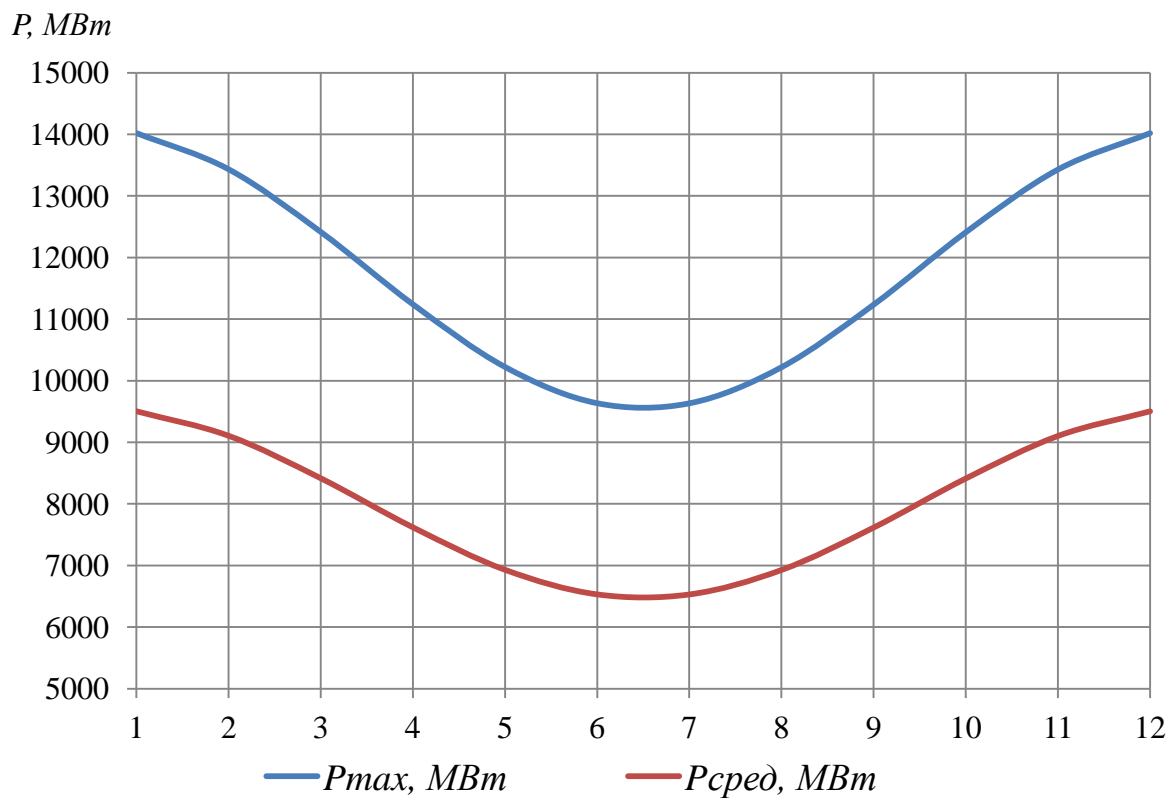


Рисунок 1.6 – Годовой график максимальной и среднемесячной нагрузки энергосистемы

2 Использование водной энергии

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 приблизительное значение уровня мёртвого объёма (УМО) водохранилища. На начальном этапе принимаем, что УМО соответствует снижению УВБ на 35%, т.е.:

$$H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 57 - 8 = 49 \text{ м}; \quad (2.3)$$

$$\Delta H = 35\%H = 0,35 \cdot 49 = 17,15 \text{ м}; \quad (2.4)$$

$$\nabla_{\text{УМО}} = \nabla_{\text{УВБ}} - \Delta H = 57 - 17,15 = 39,85 \text{ м}, \quad (2.5)$$

тогда полезный объём

$$V_{\text{ПОЛЕЗНЫЙ}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 24,8 - 10,7 = 14,1 \text{ км}^3, \quad (2.6)$$

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.

Определим среднегодовое количество стока:

$$\bar{W} = 1755 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600 \cdot 10^{-9} = 55,3 \text{ км}^3.$$

Коэффициент зарегулированности стока равен

$$\beta = \frac{14,1}{55,3} = 0,25,$$

что соответствует годовому регулированию стока реки.

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. Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья.

К периоду половодья относятся IV, V, VI, VII, VIII, IX месяцы.

К периоду межени относятся I, II, III, X, XI, XII 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 (2.7) вычисляем обеспеченности. Результаты представлены в таблице 2.1.

Кривые обеспеченности определяются по формуле:

$$P = \frac{m}{n + 1} * 100\%, \quad (2.7)$$

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

n – общее число членов ряда, в нашем случае $n = 80$.

Таблица 2.1 – Данные для построения кривых обеспеченности

P, %	Год	Q _{ср.год.} , м ³ /с	Год	Q _{ср.пол.} , м ³ /с	Год	Q _{ср.меж.} , м ³ /с
1,23	1996	2678	1987	3725	1982	1765
2,47	1987	2668	1996	3629	2010	1744
3,70	1982	2610	1982	3455	1996	1728
4,94	2010	2507	1998	3407	1987	1611
6,17	1998	2427	1984	3372	1969	1478
7,41	1975	2339	2010	3271	1998	1446
8,64	1984	2311	1975	3234	1975	1444
9,88	1993	2310	1978	3229	2000	1431
11,11	2000	2302	1993	3193	1993	1426
12,35	1978	2280	2000	3173	1999	1385
13,58	1973	2249	1973	3161	2013	1385
14,81	1999	2181	1999	2977	1979	1348
16,05	2013	2159	1979	2944	2012	1346
17,28	1979	2146	2013	2934	1973	1338
18,52	1969	2124	1980	2873	1978	1330
19,75	2012	2100	2012	2853	2002	1294
20,99	1980	2072	2007	2780	2008	1289
22,22	2008	1971	1969	2770	1980	1272
23,46	2002	1958	1981	2682	1984	1250
24,69	2007	1951	1988	2674	1976	1193
25,93	1981	1907	2008	2652	1954	1173
27,16	1968	1861	2002	2622	1955	1172
28,40	2006	1857	2006	2609	1956	1170

Продолжение таблицы 2.1

Р, %	Год	Q _{ср.год.} , м ³ /с	Год	Q _{ср.пол.} , м ³ /с	Год	Q _{ср.меж.} , м ³ /с
29,63	1988	1848	1968	2572	1957	1169
30,86	1995	1810	1995	2457	1958	1168
32,10	2009	1768	1992	2393	1959	1166
33,33	1976	1762	2009	2383	1960	1165
34,57	1992	1735	1985	2347	1961	1164
35,80	1967	1723	1976	2330	1995	1164
37,04	1966	1711	2011	2320	1962	1163
38,27	1965	1699	1967	2291	1963	1161
39,51	2011	1686	1966	2264	1964	1160
40,74	1964	1686	1990	2250	1965	1159
41,98	1963	1674	1986	2246	1966	1158
43,21	1962	1661	1965	2238	1967	1156
44,44	1953	1654	1964	2212	2009	1153
45,68	1952	1649	1963	2186	1968	1150
46,91	1961	1649	1953	2169	1953	1138
48,15	1990	1646	1952	2160	1952	1138
49,38	1951	1644	1962	2160	1951	1137
50,62	1985	1643	1951	2151	1950	1136
51,85	1950	1639	1974	2144	1949	1136
53,09	1960	1636	1950	2142	1948	1135
54,32	1949	1634	1961	2134	1947	1134
55,56	1948	1629	1949	2133	1946	1134
56,79	1947	1624	1948	2123	1945	1133
58,02	1959	1624	1947	2114	1944	1132
59,26	1946	1619	1960	2108	1981	1132
60,49	1945	1614	1946	2105	1943	1132
61,73	1958	1612	1945	2096	1942	1131
62,96	1944	1609	1944	2087	1941	1130
64,20	1943	1605	1959	2082	1940	1130
65,43	1942	1600	1943	2077	1939	1129
66,67	1957	1599	1942	2068	1938	1128
67,90	1941	1595	1941	2059	1937	1128
69,14	1940	1590	1958	2056	1936	1127
70,37	1956	1587	1940	2050	1935	1126
71,60	1939	1585	1939	2041	1934	1126
72,84	1938	1580	1938	2032	2007	1121
74,07	1937	1575	1957	2029	2006	1104
75,31	1955	1574	1937	2022	1992	1077
76,54	1936	1570	1936	2013	2011	1053
77,78	1935	1565	1935	2004	1990	1042
79,01	1986	1564	1956	2003	1988	1022
80,25	1954	1562	1934	1995	2004	976
81,48	1934	1560	1994	1984	2001	957
82,72	1974	1519	1977	1981	1985	938
83,95	2004	1477	2004	1979	1972	938
85,19	1977	1417	1955	1977	1970	907
86,42	1994	1410	2003	1965	1974	894
87,65	2003	1397	1954	1951	1986	881
88,89	1997	1391	1997	1941	1971	873
90,12	2001	1382	1983	1881	1977	852
91,36	1972	1344	2001	1806	1989	851
92,59	1970	1327	1971	1764	1997	841

Продолжение таблицы 2.1

P, %	Год	Q _{ср.год.} , м ³ /с	Год	Q _{ср.пол.} , м ³ /с	Год	Q _{ср.меж.} , м ³ /с
93,83	1971	1319	1972	1750	1994	836
95,06	1983	1312	1970	1747	2003	829
96,30	1989	1240	2005	1683	1983	743
97,53	2005	1196	1989	1628	2005	708
98,77	1991	1104	1991	1515	1991	692

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).

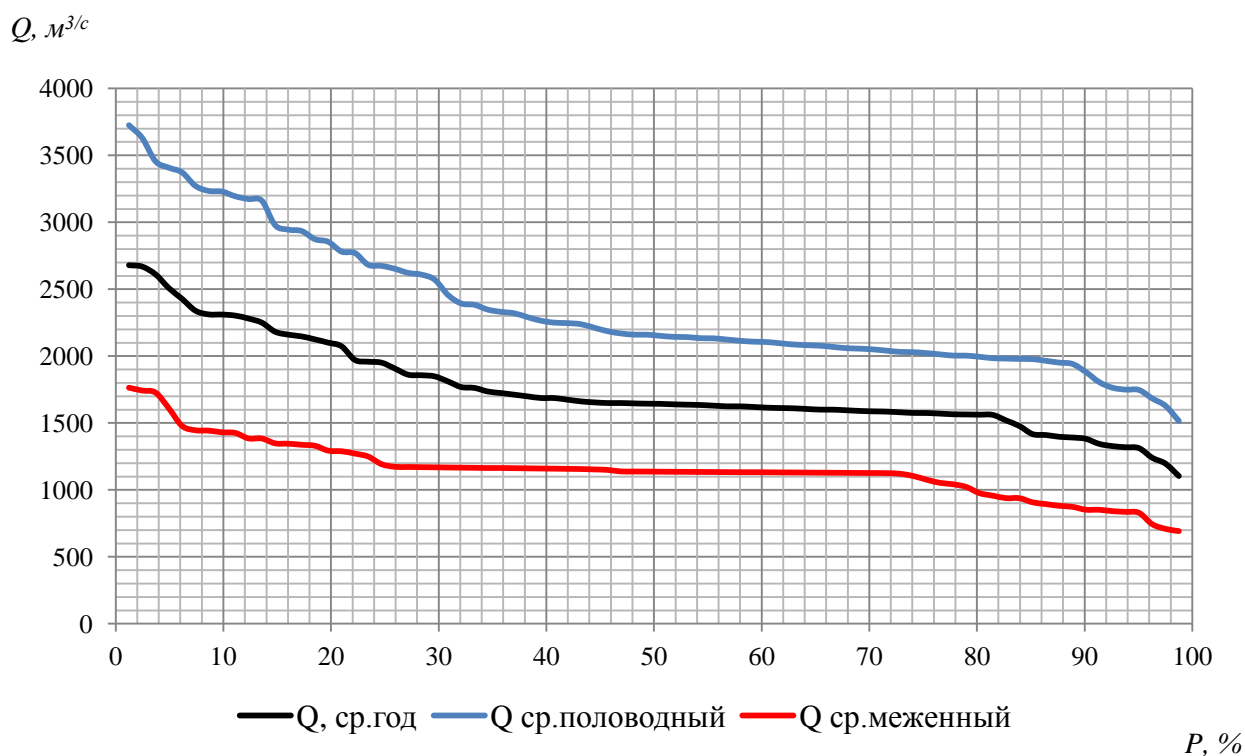


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

2.3 Выбор расчётного средневодного года (P=50%)

Для заданной расчетной обеспеченности 50% по (где ранжированы в порядке убывания расходы и указан соответствующий каждому расходу год), для заданной обеспеченности на кривых отсутствует конкретный год, поэтому определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%:

1951 и 1985. Вычисляем коэффициент приведения для половодья и межени. В итоге выберем тот год, у которого значение коэффициента приведения будет ближе к единице.

1951 г.:

$$K_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{пол}1962}}{Q_{\text{пол}1951}} = \frac{2160}{2151} = 1,004; \quad (2.8)$$

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{меж}1951}}{Q_{\text{меж}1951}} = \frac{1137}{1137} = 1,00. \quad (2.9)$$

1985 г.:

$$K_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{пол}1951}}{Q_{\text{пол}1985}} = \frac{2151}{2347} = 0,916;$$

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{меж}1950}}{Q_{\text{меж}1985}} = \frac{1136}{938} = 1,211.$$

В качестве расчётного средневодного года принимаем 1951 г.

2.4 Выбор маловодного года (P=90%)

Для заданной расчетной обеспеченности 90% по (где ранжированы в порядке убывания расходы и указан соответствующий каждому расходу год), для заданной обеспеченности на кривых отсутствует конкретный год, поэтому определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 90%: 1997 и 2001 г. Вычисляем коэффициент приведения для половодья и межени. В итоге выберем тот год, у которого значение коэффициента приведения будет ближе к единице.

1997г.:

$$K_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{пол}1997}}{Q_{\text{пол}1997}} = \frac{1941}{1941} = 1,00;$$

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{меж}1971}}{Q_{\text{меж}1997}} = \frac{873}{841} = 1,038.$$

2001 г.:

$$K_{\text{пол}} = \frac{Q_{\text{пол}1983}}{Q_{\text{пол}2001}} = \frac{1881}{1806} = 1,041;$$

$$K_{\text{меж}} = \frac{Q_{\text{меж}1977}}{Q_{\text{меж}2001}} = \frac{852}{957} = 0,89.$$

В качестве расчётного маловодного года принимаем 1997 г.

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 и 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
$Q_i^{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	833	765	870	2091	1782	1156	1688	2306	2625	854	600	1125
$Q_i^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	1131	1070	1269	1526	1769	1764	2481	3318	2048	1280	1088	984

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
$Q_i^{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	864	794	903	1491	1776	1730	1688	2906	2057	887	807	984
$Q_i^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	1131	1070	1269	1532	1776	1771	2491	3331	2057	1280	1088	984

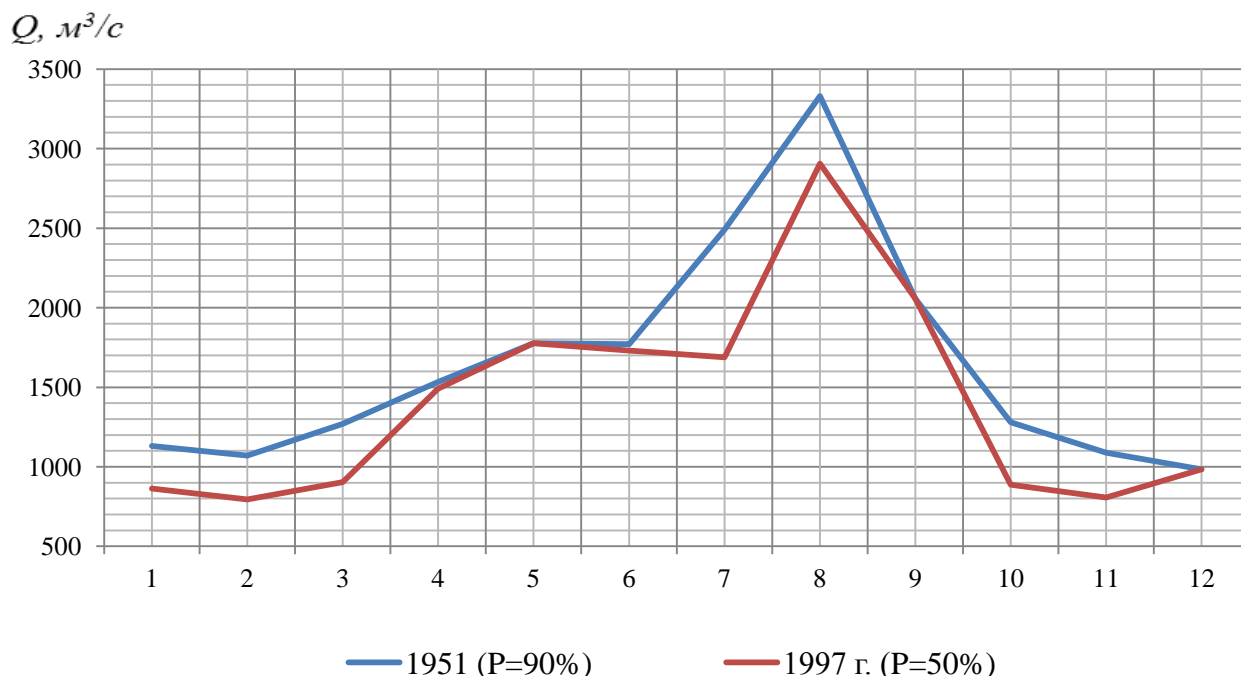


Рисунок 2.2 – Графики расчётных гидрографов с приведением и корректировкой

2.5 Выбор установленной мощности на основе водно-энергетического расчёта

2.5.1 Перераспределение стока с маловодного периода на зимний период

В процессе перераспределения стока, в зависимости от того, какой объем 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:

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

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

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_{ПР} \cdot H_{ГЭС}^{ПОДВ}, \quad (2.10)$$

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

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

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

Подведённый напор определяется, как

$$H_{ГЭС}^{ПОДВ} = Z_{ВБ} - Z_{НБ}(Q_{НБ}(t)) - \Delta h, \quad (2.11)$$

где $Z_{ВБ}$ - отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ=57,0 м;

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

$\Delta h = 0,65$ м – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК:

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{ПОДВ}, \quad (2.12)$$

где $k_N, H_{ГЭС}^{ПОДВ}$ – то же, что и в формуле (2.10);

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

Результаты расчетов сведены в таблицы 2.4 и 2.5.

Таблица 2.4 – Оценка работы по водотоку

Показатель	Месяц											
	Зима				Лето						Зима	
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	864	794	903	1491	1776	1730	1687	2906	2057	886	807	984
$Q_{\phi}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	1	4	7	9	4	1	0	0	0
$Q_{\text{потр.}}, \text{м}^3/\text{с}$	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
$Q_{\text{лед}}, \text{м}^3/\text{с}$	7	6	0	-2	-4	-4	-4	-3	-1	0	2	3
$\Sigma Q_{\text{пот}}, \text{м}^3/\text{с}$	11	10	4	3	4	7	9	5	4	4	6	7
$Q_{\text{пол}}, \text{м}^3/\text{с}$	853	784	899	1488	1772	1723	1678	2901	2053	882	801	977
$Z_{\text{ВВ}}, \text{м}$	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	11,4	11,2	11,5	13,0	12,8	12,7	12,6	14,5	13,2	10,9	11,3	11,8
$H, \text{м}$	44,9	45,1	44,8	43,3	43,5	43,6	43,7	41,8	43,1	45,4	45,0	44,5
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	333	308	350	561	672	655	639	1055	770	349	314	379

Таблица 2.5 – Оценка работы по требованиям ВХК

Показатель	Месяц											
	Зима				Лето						Зима	
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	550	550	550	970	970	970	970	970	550	550	550	550
$Z_{\text{ВВ}}, \text{м}$	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57	57
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	10,4	10,4	10,4	11,7	11,1	11,1	11,1	11,1	10,0	10,0	10,4	10,4
$H, \text{м}$	45,90	45,90	45,90	44,60	45,22	45,22	45,22	45,22	46,35	46,35	45,90	45,90
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	220	220	220	376	382	382	382	382	222	222	220	220

В зимнее время $N_{\text{ВХК}} > N_{\text{быт}}$, поэтому, необходимо увеличить зимнюю энергоотдачу сверх бытовой, что может быть достигнуто за счет сработки водохранилища. Избыток бытовой мощности распределяем на зимний период. Результат сравнения двух режимов и распределения представлен в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Сравнение двух режимов работы

$N, \text{МВт}$	Месяц											
	Зима				Лето						Зима	
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$N_{\text{быт}}$	333	308	350	561	672	655	639	1055	770	349	314	379
$N_{\text{ВХК}}$	220	220	220	376	382	382	382	382	222	222	220	220
$N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}$	114	88	131	185	290	273	257	674	548	127	95	159
$N_{\text{гар}}$	1125	787	220	376	382	382	382	382	222	222	784	1123

В данном случае этих излишек хватило на выдачу гарантированной мощности в шести месяцах. В месяцы, не попавшие под регулирование, работаем по мощности ВХК.

2.5.2 Водно-энергетический расчёт

В водно-энергетическом расчете определяется режим сработки ГЭС по активной мощности.

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 (57 м). Если после завершения полного цикла отметка НПУ не достигнута, либо превышена, необходимо произвести корректировку.

Полезный бытовой приток

$$Q_{\text{пол}} = Q_{\text{БЫТ}} - Q_{\text{Ф}} - Q_{\text{ИСП}} - Q_{\text{Л}}, \quad (2.13)$$

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

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{Ф}}, \quad (2.14)$$

где $Q_{\text{ГЭС}}$ – расход через гидроагрегаты;
 $Q_{\text{Ф}}$ – то же, что и в формуле (2.13).
Приращение объема водохранилища

$$\pm \Delta V_{\text{В}} = \pm Q_{\text{ВДХ}} \cdot \Delta t, \quad (2.15)$$

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

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ПОЛ}} + Q_{\text{ВДХ}}. \quad (2.16)$$

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

$$Z_{ВБср} = \frac{(Z_{ВБ}^H + Z_{ВБ}^K)}{2}. \quad (2.17)$$

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

Напор ГЭС

$$H_{ГЭС} = Z_{ВБ} - Z_{НБ} - \Delta h, \quad (2.18)$$

где Δh - потери напора в подводящих сооружениях, $\Delta h = 0,65$ м.

Среднемесячная мощность ГЭС:

$$N_{ГЭС} = k_N * Q_{ГЭС} * H_{ГЭС}, \quad (2.19)$$

где k_N - коэффициент мощности, $k_N = 8,7$.

Результат водно-энергетического расчёта проектируемой ГЭС в маловодном году приведены в таблице 2.7, график сработки-наполнения представлен на рисунке 2.3. Результат водно-энергетического расчёта в средневодном году приведены в таблице 2.8 и 2.9, график сработки-наполнения представлен на рисунке 2.4.

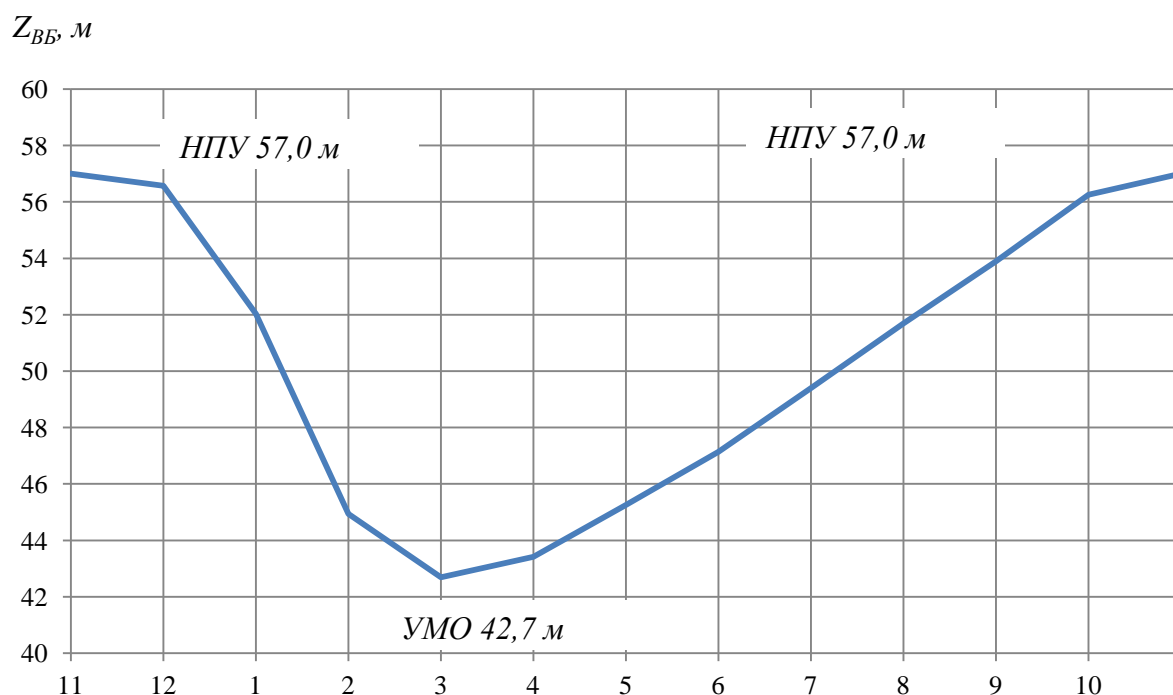


Рисунок 2.3 – График сработки – наполнения водохранилища в маловодном году

Таблица 2.7 — Водно-энергетический расчет в маловодном году

Месяц	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$Q_i^{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	807	984	864	794	903	1491	1776	1730	1687	2906	2057	886
$Q_{\phi}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{\text{потр}}, \text{м}^3/\text{с}$	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	1	4	7	9	4	1	0
$Q_{\text{лёд}}, \text{м}^3/\text{с}$	2	3	7	6	0	-2	-4	-4	-4	-3	-1	0
$\Sigma Q_{\text{пот}}, \text{м}^3/\text{с}$	6	7	11	10	4	3	4	7	9	5	4	4
$Q_{\text{пол}}, \text{м}^3/\text{с}$	801	977	853	784	899	1488	1772	1723	1678	2901	2053	882
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	550	550	550	550	550	970	970	970	970	970	550	550
$Q_{\text{хол.сб}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Q_{\text{водохр}}, \text{м}^3/\text{с}$	85	1005	1525	520	-150	-400	-400	-500	-500	-500	-525	-333
$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	886	1982	2378	1304	749	1088	1372	1223	1178	2401	1528	549
$Q_{\text{НБ}}, \text{м}^3/\text{с}$	887	1983	2379	1305	750	1089	1373	1224	1179	2402	1529	550
$V_{\text{нач}}, \text{км}^3$	24,80	24,58	21,89	17,80	16,55	16,95	17,98	19,06	20,35	21,69	22,99	24,39
$\Delta V, \text{км}^3$	0,22	2,69	4,08	1,26	-0,40	-1,04	-1,07	-1,30	-1,34	-1,30	-1,41	-0,89
$V_{\text{кон}}, \text{км}^3$	24,58	21,89	17,80	16,55	16,95	17,98	19,06	20,35	21,69	22,99	24,39	25,28
$Z_{\text{ВВнач}}, \text{м}$	57,00	56,57	52,03	44,94	42,70	43,42	45,26	47,15	49,40	51,69	53,89	56,26
$Z_{\text{ВВкон}}, \text{м}$	56,57	52,03	44,94	42,70	43,42	45,26	47,15	49,40	51,69	53,89	56,26	57,75
$Z_{\text{ВВсред}}, \text{м}$	56,79	54,30	48,49	43,82	43,06	44,34	46,20	48,27	50,55	52,79	55,07	57,00
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	11,5	14,0	14,7	12,6	11,1	12,1	12,0	11,7	11,6	13,8	12,3	10,0
$H, \text{м}$	44,62	39,64	33,10	30,58	31,30	31,63	33,54	35,92	38,29	38,34	42,10	46,35
$N, \text{МВт}$	344	683	685	347	204	299	400	382	392	801	560	221
$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$	344	683	685	347	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица 2.8 — Первый вариант сработки средневодного года (1 способ)

Месяц	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$Q_i^{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	1088	984	1131	1070	1270	1532	1776	1771	2491	3331	2057	1280
$Q_{\phi}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{\text{потр}}, \text{м}^3/\text{с}$	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	1	4	7	9	4	1	0
$Q_{\text{лёд}}, \text{м}^3/\text{с}$	2	3	7	6	0	-2	-4	-4	-4	-3	-1	0
$\Sigma Q_{\text{пот}}, \text{м}^3/\text{с}$	6	7	11	10	4	3	4	7	9	5	4	4
$Q_{\text{пол}}, \text{м}^3/\text{с}$	1082	977	1120	1060	1266	1529	1772	1764	2482	3326	2053	1276
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	550	550	550	550	550	970	970	970	970	970	550	550
$Q_{\text{хол.сб}}, \text{м}^3/\text{с}$	265	1	233	250	0	0	0	0	0	0	0	0
$Q_{\text{водохр}}, \text{м}^3/\text{с}$	85	1005	1525	520	-100	-200	-350	-500	-500	-550	-600	-670
$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	902	1981	2412	1330	1166	132	1422	1264	1982	2776	1452	606
$Q_{\text{НБ}}, \text{м}^3/\text{с}$	1168	1983	264	1581	1166	1330	1423	1265	1983	2777	1454	607
$V_{\text{нач}}, \text{км}^3$	24,80	24,58	21,89	17,80	16,55	16,81	17,33	18,27	19,57	20,90	22,33	23,94
$\Delta V, \text{км}^3$	0,22	2,69	4,08	1,26	-0,27	-0,52	-0,94	-1,30	-1,34	-1,43	-1,61	-1,79
$V_{\text{кон}}, \text{км}^3$	24,58	21,89	17,80	16,55	16,81	17,33	18,27	19,57	20,90	22,33	23,94	25,73
$Z_{\text{ВВнач}}, \text{м}$	57,00	56,57	52,03	44,94	42,70	43,18	44,10	45,76	48,03	50,35	52,78	55,49
$Z_{\text{ВВкон}}, \text{м}$	56,57	52,03	44,94	42,70	43,18	44,10	45,76	48,03	50,35	52,78	55,49	58,50
$Z_{\text{ВВсред}}, \text{м}$	56,79	54,30	48,49	43,82	42,94	43,64	44,93	46,90	49,19	51,57	54,14	57,00
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	12,3	14,0	15,2	13,2	12,3	12,6	12,1	11,8	13,1	14,4	12,2	10,2
$H, \text{м}$	43,88	39,64	32,64	29,97	30,03	30,34	32,17	34,46	35,41	36,56	41,31	46,18
$N, \text{МВт}$	344	683	685	347	305	351	398	379	610	883	522	243
$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$	344	683	685	347	-	-	-	-	-	-	-	-
Э выр. млн. кВт*ч	247,8	508,3	509,6	232,9	226,5	252,6	296,1	272,8	454,2	635,7	388,4	181,1

Таблица 2.9 — Второй вариант сработки средневодного года (2 способ)

Месяц	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$Q_1^{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	1088	984	1131	1070	1270	1532	1776	1771	2491	3331	2057	1280
$Q_{\text{ф}}, \text{м}^3/\text{с}$	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{\text{потр}}, \text{м}^3/\text{с}$	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	0	0	0	0	0	1	4	7	9	4	1	0
$Q_{\text{лéd}}, \text{м}^3/\text{с}$	2	3	7	6	0	-2	-4	-4	-4	-3	-1	0
$\Sigma Q_{\text{потр}}, \text{м}^3/\text{с}$	6	7	11	10	4	3	4	7	9	5	4	4
$Q_{\text{пол}}, \text{м}^3/\text{с}$	1082	977	1120	1060	1266	1529	1772	1764	2482	3326	2053	1276
$Q_{\text{вхк}}, \text{м}^3/\text{с}$	550	550	550	550	550	970	970	970	970	970	550	550
$Q_{\text{хол.сб}}, \text{м}^3/\text{с}$	265	1	233	250	0	0	0	0	0	1100	0	0
$Q_{\text{водохр}}, \text{м}^3/\text{с}$	85	1005	1525	520	-716	-560	-803	-790	-270	0	0	0
$Q_{\text{гэс}}, \text{м}^3/\text{с}$	902	1981	2412	1330	549	969	969	974	2212	2226	2053	1276
$Q_{\text{нб}}, \text{м}^3/\text{с}$	1168	1983	2646	1581	550	970	970	975	2213	3327	2054	1277
$V_{\text{нач}}, \text{км}^3$	24,80	24,58	21,89	17,80	16,55	18,46	19,92	22,07	24,12	24,84	24,84	24,84
$\Delta V, \text{км}^3$	0,22	2,69	4,08	1,26	-1,92	-1,45	-2,15	-2,05	-0,72	0,00	0,00	0,00
$V_{\text{кон}}, \text{км}^3$	24,58	21,89	17,80	16,55	18,46	19,92	22,07	24,12	24,84	24,84	24,84	24,84
$Z_{\text{вбнач}}, \text{м}$	57,00	56,57	52,03	44,94	42,70	46,11	48,65	52,34	55,79	57,00	57,00	57,00
$Z_{\text{вбкон}}, \text{м}$	56,57	52,03	44,94	42,70	46,11	48,65	52,34	55,79	57,00	57,00	57,00	57,00
$Z_{\text{вбсред}}, \text{м}$	56,79	54,30	48,49	43,82	44,40	47,38	50,49	54,06	56,40	57,00	57,00	57,00
$Z_{\text{нб}}, \text{м}$	12,3	14,0	15,2	13,2	10,4	11,7	11,1	11,1	13,5	15,1	13,2	11,8
$H, \text{м}$	43,88	39,64	32,64	29,97	33,30	34,98	38,71	42,27	42,24	41,24	43,11	44,54
$N, \text{МВт}$	344	683	685	347	159	295	326	358	813	799	770	494
$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$	344	683	685	347	-	-	-	-	-	-	-	-
$\text{Э выр. млн. кВт} \cdot \text{ч}$	247,8	508,3	509,7	233,0	118,4	212,3	242,8	257,9	604,7	575,1	572,7	3679

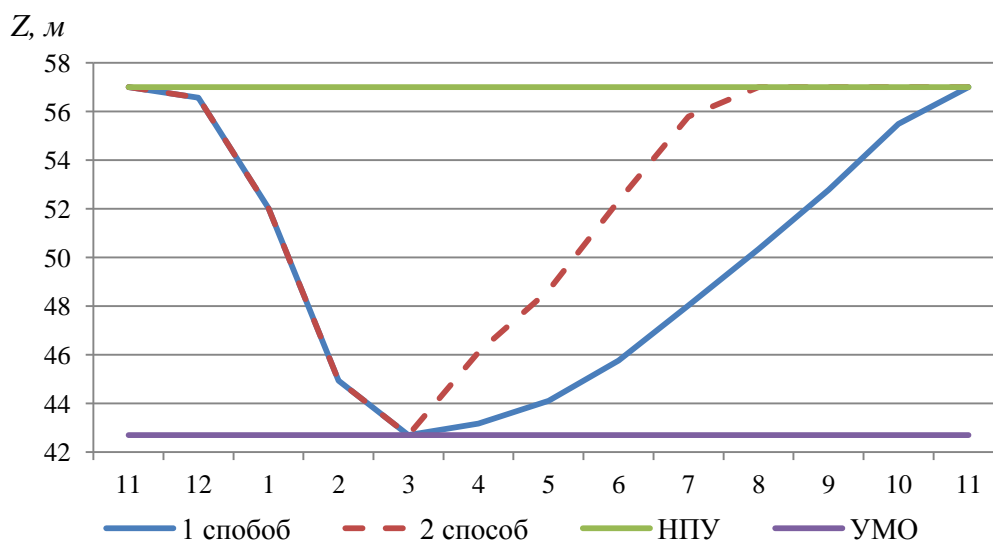


Рисунок 2.4 – График сработки-наполнения водохранилища в средневодном году

Из двух вариантов среднегодовой выработки принимаем наибольшую и объявляем ее среднеегодовой

$$\bar{\text{Э}}_{\text{многол.}} = 4,45 \text{ млрд кВт} \cdot \text{ч.}$$

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.

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

$$N_{\text{раб}} = 800 \text{ МВт},$$

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 2.5.

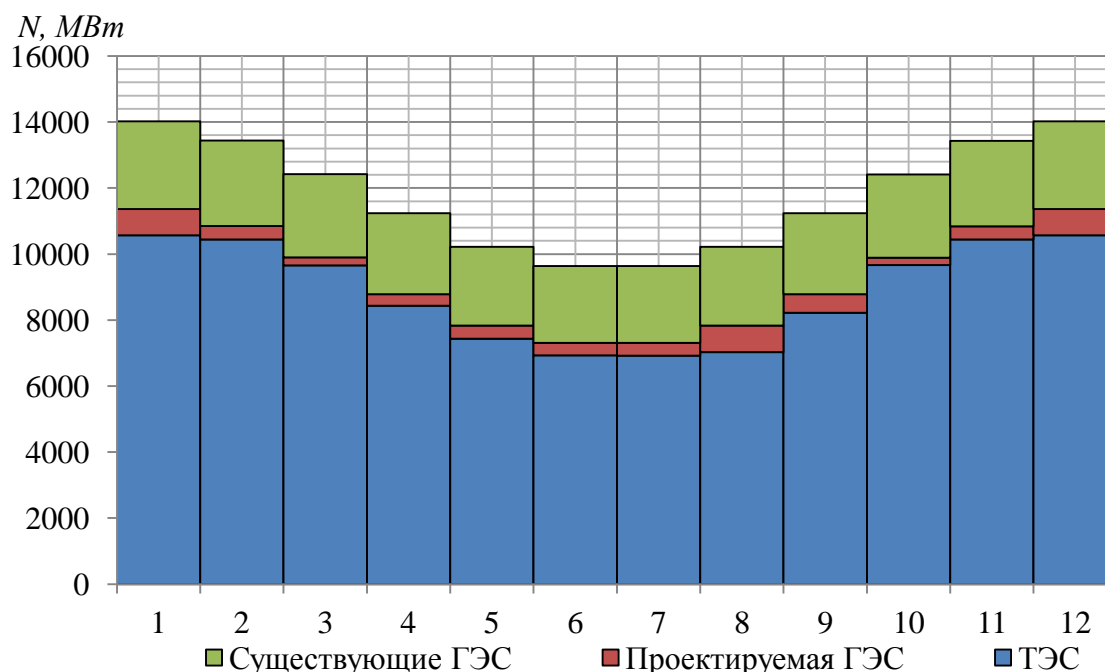


Рисунок 2.5– График максимальных мощностей энергосистемы

2.6 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

$$N_{\text{уст}}^{\text{прГЭС}} = N_{\text{раб}} + N_{\text{рез}}, \quad (2.20)$$

где $N_{\text{раб}}$ – вытесняющая рабочая мощность;

$N_{\text{рез}}$ – мощность нагрузочного резерва, которая составляет.

Получаем:

$$N_{\text{рез}} = 1,5\%N_{\text{раб}} = 0,015 * 800 \approx 12 \text{ МВт}; \quad (2.21)$$

$$N_{уст}^{прГЭС} = 800 + 12 = 812 \text{ МВт.}$$

Рабочая мощность существующих ГЭС

$$N_{раб}^{сущГЭС} = N_{уст}^{сущГЭС} - N_{наг.рез},$$

$$N_{ав.рез} = 7\%N_{уст}^{сущГЭС} = 0,07 * 2900 = 203 \text{ МВт};$$

$$N_{наг.рез} = 1,5\%N_{уст}^{сущГЭС} = 0,015 * 2900 = 44 \text{ МВт.}$$

Тогда рабочая мощность:

$$N_{раб}^{сущГЭС} = 2900 - 203 - 44 = 2653 \text{ МВт.}$$

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 существующих ГЭС

$$F_{рем}^{сущ.ГЭС} = \frac{1 * N_{уст}^{сущ.ГЭС}}{4} * 1 = \frac{2900}{4} = 725 \text{ МВт} \frac{\text{мес}}{\text{год}}. \quad (2.22)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{1 * N_{уст}^{пр.ГЭС}}{4} * 1 = \frac{812}{4} = 203 \text{ МВт} \frac{\text{мес}}{\text{год}}.$$

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 месяцу, $N_{раб} = 10567 \text{ МВт}$;
 $N_{ав.рез}$ – аварийный резерв для станции составляет 7 % от рабочей мощности станции; $N_{наг.рез}$ – нагрузочный резерв – 1,5 %.

$$N_{ав.рез} = N_{ав.рез}^{сист} - N_{ав.рез}^{сущ.ГЭС} = 981 - 203 = 778 \text{ МВт};$$

$$N_{наг.рез} = N_{наг.рез}^{сист} - N_{наг.рез}^{сущ.ГЭС} - N_{наг.рез}^{проект.ГЭС} = 210 - 44 - 12 = 184 \text{ МВт};$$

$$N_{уст}^{КЭС} = 778 + 184 + 10567 = 11529 \text{ МВт.}$$

Ремонтная площадь КЭС

$$F_{рем}^{КЭС} = \frac{1 * N_{уст}^{КЭС}}{2} * \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{1 * N_{уст}^{КЭС}}{2} * 1 \text{ мес} = \frac{11529}{4} + \frac{11529}{2} = 8647 \text{ МВт} \frac{\text{мес}}{\text{год}}.$$

Расчет баланса мощностей сведем в таблицу 2.10

Таблица 2.10 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

месяц	Система			Сущ. ГЭС N _{уст.} = 2900 МВт				Проек. ГЭС N _{уст.} = 812 МВт			КЭС N _{уст.} = 11529 МВт			
	N _{сист.}	N _{н.р.}	N _{ав.р.}	N _{раб.}	N _{н.р.}	N _{ав.р.}	N _{рем.}	N _{раб.}	N _{н.р.}	N _{рем.}	N _{раб.}	N _{ав.р.}	N _{н.р.}	N _{рем.}
1	1	14021	210	981	2654	44	203		800	12		10567	778	155
2	2	13433	202	940	2587	44	203		405	6		10441	737	152
3	3	12416	186	869	2520	44	203	361	238	4	101	9658	666	139
4	4	11241	169	787	2454	44	203		350	5		8438	584	120
5	5	10223	153	716	2387	44	203		400	6		7436	513	104
6	6	9634	145	674	2320	44	203		382	6		6932	471	95
7	7	9632	144	674	2320	44	203		392	6		6920	471	95
8	8	10218	153	715	2387	44	203		801	12		7030	512	98
9	9	11234	169	786	2454	44	203		560	8		8221	583	117
10	10	12409	186	869	2520	44	203	362	221	3	102	9668	666	139
11	11	13428	201	940	2587	44	203		402	6		10440	737	152
12	12	14019	210	981	2654	44	203		800	12		10566	778	155

Годовой график баланса мощности энергосистемы в маловодном году представлен на рисунке 2.6.

$P, \text{MВт}$

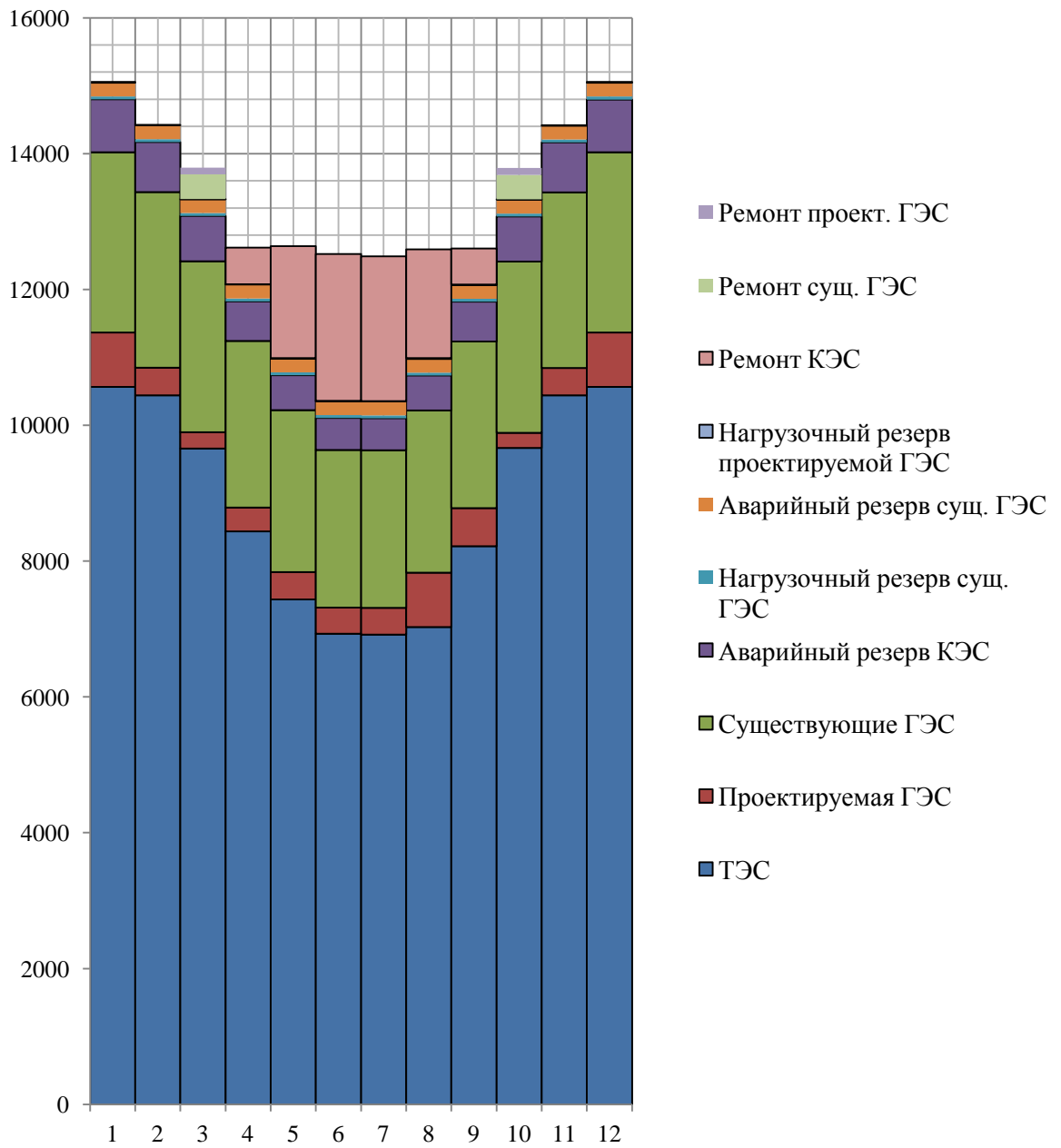


Рисунок 2.6 – Годовой график баланс мощности энергосистемы в маловодном году

3 Выбор основного и вспомогательного оборудования

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля или напорных характеристик станции. Эти характеристики строятся в осях $Z_{вб}$ и $Q_{гэс}$.

Рабочее поле – это пространство, ограниченное линиями $H(Z_{нпу}, Q_{гэс})$ и $H(Z_{умо}, Q_{гэс})$. Слева наносится ограничение по минимальному расходу (в данном случае – это санитарный попуск, равный $Q_{ВХК}=550 \text{ м}^3/\text{с}$), справа – ограничения по турбине и генератору. Максимальная мощность должна выдаваться станцией при расчётном напоре и всех напорах, выше расчетного. Линия расчётного напора строится от отметки водохранилища, характерной для середины января.

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{гэс}(Q_{гэс}) = Z_{вб}(V_{сраб}) - Z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где $Z_{вб}(V_{сраб})$ – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки $V_{сраб}$ от НПУ до УМО.

Определение ограничения работы турбин:

- ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

$$N_{уст.расч} = k_N \cdot H_{гэс} \cdot Q_{гэс}, \quad (3.2)$$

- ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

$$Q_{гэс} = \frac{Q_{гэс}^{max}}{\sqrt{H_{расч}^N}}, \quad (3.3)$$

где $Q_{гэс}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном напоре H_r (рисунок 3.1).

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 расчёта режимного поля проектируемой ГЭС

Кривая связи НБ			напорные характеристики			линия огр. по расчётной Нуст		линия огр. по проп. способн. ГЭС	
Q, м ³ /с	Z _{НБ} , л, м	Z _{НБЗ} , м	H _{нпу} , м	H _{умо} , м	H _{звб(р)} , м	H, м	Q, м ³ /с	H, м	Q, м ³ /с
0	8,0	8,0	48,35	34,0	39,3	50	1866,7	31,7	2944,3
200	8,8	9,0	47,53	33,0	38,3	47	1985,8	29	2816,1
400	9,5	9,9	46,82	32,2	37,4	44	2121,2	27	2717,3
600	10,1	10,6	46,20	31,4	36,7	41	2276,4	25	2614,7
800	10,7	11,3	45,65	30,8	36,0	38	2456,1	23	2507,9
1000	11,2	11,8	45,15	30,2	35,5	35	2666,7	21	2396,4
1200	11,7	12,3	44,70	29,7	34,9	32	2916,7	19	2279,4
1400	12,1	12,8	44,28	29,2	34,5	31,7	2944,3	17	2156,1
1600	12,5	13,2	43,90	28,8	34,0			15	2025,3
1800	12,8	13,7	43,53	28,4	33,6			13	1885,5
2000	13,2	14,0	43,19	28,0	33,2			11	1734,4
2200	13,5	14,4	42,87	27,6	32,9			9	1568,8

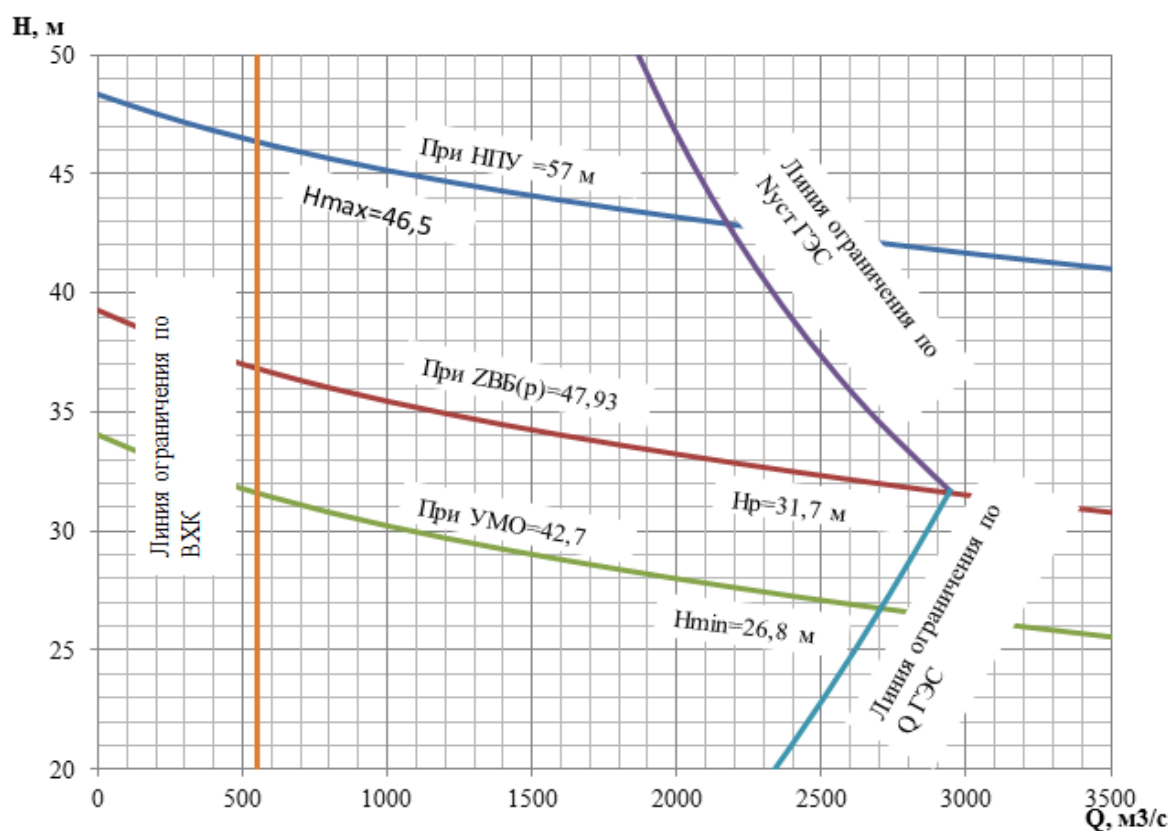


Рисунок 3.1 – Режимное поле Интынской ГЭС

По режимному полю определяем следующие параметры:

- расчетный напор $H_r = 31,70$ м;
- минимальный напор $H_{min} = 26,8$ м;
- максимальный напор $H_{max} = 46,50$ м;
- максимальный расход $Q_{max} = 2944,3$ м³/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 $H_{\min}/H_{\max} = 31,70/46,50 = 0,68$ должно быть не меньше справочных данных;

3) максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Диапазону напоров соответствует и ПЛ 50 – В со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		ПЛ 50 – В
Наименование	Обозначение	
Максимальный напор гидротурбины	$H_{\max}, \text{м}$	50
Диапазон регулирования	H_{\min}/H_{\max}	0,68
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{\text{opt}}, \text{мин}^{-1}$	116
Оптимальный приведенный расход	$Q'_{\text{opt}}, \text{л/с}$	1000
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{мо}}$	0,916
Приведенный максимальный расход	$Q'_{\text{imax}}, \text{л/с}$	1500
Коэффициент кавитации	$\sigma_{\text{при}} Q'_{\text{imax}}$	0,60
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1\text{м}}, \text{м}$	0,460
Напор модельной турбины	$H_{\text{м}}, \text{м}$	12,0
Температура воды при испытании	$t_{\text{м}}, \text{°C}$	21,0

На главной универсальной характеристике турбины ПЛ 50 – В намечаем расчётную точку P_1 , предварительно проведя линию n'_{opt} через оптимум КПД. Приведенный расход воды в расчётной точке $Q'_{1\text{р}} = 1,53 \text{ м}^3/\text{с}$.

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров (начиная с максимально возможного для каждого типа турбин [1, с.145]).

КПД натурной турбины $\eta_{\text{т}}$ определим по формуле:

$$\eta_{\text{т}} = 1 - (1 - \eta_{\text{м}}) \cdot \left[(1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{м}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{м}}}{H_{\text{р}}}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\vartheta_{\text{н}}}{\vartheta_{\text{м}}}} \right], \quad (3.4)$$

где $\eta_{\text{м}}, D_{1\text{м}}, H_{\text{м}}$ – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

$D_1, H_{\text{р}}$ – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\vartheta_{\text{н}}, \vartheta_{\text{м}}$ – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий $t_{\text{н}}$ и $t_{\text{м}}$ (по [1, с.145] $\vartheta_{\text{н}} = 1,30 \cdot 10^5 \text{ м}^2/\text{с}$, $\vartheta_{\text{м}} = 1,566 \cdot 10^5 \text{ м}^2/\text{с}$, $\vartheta_{\text{м}} = 1,01 \cdot 10^5 \text{ м}^2/\text{с}$);

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям (по [1, с.66] $\varepsilon = 0,75$).

Мощность одного агрегата, кВт

$$N_a^* = 9,81 \cdot D_1^2 \cdot Q'_1 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_t \cdot \eta_r, \quad (3.5)$$

где Q'_1 – приведенный расход в расчетной точке;

η_r – средний КПД генератора (предварительно принимаем $\eta_r = 0,98$ [1, с.66]).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$Z_a^* = \frac{N_{уст}}{N_a^*}, \quad (3.6)$$

где $N_{уст} = 812$ МВт – расчетная установленная мощность.

Расчитанное число агрегатов Z_a^* округляется в большую сторону (Z_a).

После чего уточняется мощность агрегата

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

Синхронная частота вращения, об/с

$$n_c^* = \frac{n'_p \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.8)$$

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:

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

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

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

Результаты расчета приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ 50 – В

$D_1, \text{м}$	9,00	8,50	8,00	7,50	7,10	6,70	6,30	6,00
η_r	0,925	0,924	0,924	0,923	0,923	0,922	0,921	0,921
$N_a^*, \text{МВт}$	196,7	175,3	155,2	136,3	122,1	108,7	96,0	87,0
$Z_a^*, \text{шт}$	4,1	4,6	5,2	6,0	6,7	7,5	8,5	9,3
$Z_a, \text{шт}$	6,00	6,00	6,00	6,00	8,00	8,00	9,00	10,00
$N_a, \text{МВт}$	135,3	135,3	135,3	135,3	101,5	101,5	90,2	81,2
Δp	1,044	1,043	1,043	1,042	1,041	1,041	1,040	1,039
$n_c^*, \text{об/мин}$	74,1	78,5	83,4	88,9	93,9	99,4	105,7	111,0
$n_c, \text{об/мин}$	75,00	78,90	85,70	90,90	100,00	100,00	107,10	115,40
$n'_{Imax}, \text{об/мин}$	127,6	126,8	129,7	129,0	134,4	126,9	127,8	131,2
$n'_{Ip}, \text{об/мин}$	117,3	116,6	119,3	118,6	123,6	116,7	117,5	120,6
$n'_{Imin}, \text{об/мин}$	97,9	96,3	98,5	97,9	102,0	96,3	97,0	99,6

На главных универсальных характеристиках проводим линии n'_{Imax} , n'_{Ip} , n'_{Imin} . (приложение Б). Определяем окончательно положение расчетной точки. Для этого на универсальной характеристике на линии n'_{Ip} подбираем такое сочетание η_r и Q'_I , чтобы выполнялось равенство

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

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

Линия ограничения по турбине соответствует открытию направляющего аппарата в расчётной точке таблица 3.4.

Полученные координаты расчётных точек и точек ограничения по генератору сведём в таблицу 3.4.

Таблица 3.4– Координаты расчётных точек и точек ограничения по генератору

Тип турбины	D ₁ , м	В расчётной точке			В точке ограничения по генератору			a _{опI} , мм
		Q' _I · η _T	Q' _I , м ³ /с	η _T , о. е.	Q' _I · η _T	Q' _I , м ³ /с	η _T , о. е.	
ПЛ 50 – В	9,00	0,97	1,06	0,912	0,55	0,61	0,895	35,1
	8,50	1,09	1,19	0,912	0,61	0,68	0,899	37,5
	8,00	1,23	1,36	0,604	0,69	0,76	0,906	40,5
	7,10	1,17	1,29	0,907	0,66	0,73	0,905	39,9
	6,70	1,32	1,48	0,891	0,74	0,82	0,904	42,8
	6,30	1,32	1,49	0,83	0,75	0,83	0,905	42,5
	6,00	1,31	0,82	0,896	0,74	0,82	0,907	42,2

Диаметр рабочего колеса, не вошедшего в таблицу 3.4 рассматривать не будем, т.к. на главной универсальной характеристике отсутствуют расчётные точки.

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 $H_{max} = 46,5$ м и $H_{min} = 26,8$ м по формуле:

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

Полученные координаты точек ограничения по минимальному расходу сведем в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Координаты ограничения по минимальному расходу

Тип турбины	D ₁ , м	Количество агрегатов для пропуска Q' _{Imin} , шт	Координаты ограничения по минимальному расходу, Q' _{Imin} , м ³ /с	
			При H _{max}	При H _{min}
ПЛ 50 – В	9,00	2	0,49	0,64
	8,50	2	0,55	0,72
	8,00	2	0,62	0,81
	7,10	3	0,52	0,69
	6,70	3	0,59	0,77
	6,30	3	0,66	0,87
	6,00	3	0,73	0,96

3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения бескавитационной работы

Отметку рабочего колеса находится по формуле:

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

где $Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{\text{нб}}$, 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 при расчетной мощности при НПУ;
- работа одного агрегата с расчетной мощностью при H_p ;
- работа одного агрегата с минимальной мощностью на линии ограничения по турбине.

Так же необходимо учесть, что для пропускa Q_{min} по требованиям ВХК требуется два работающих агрегата.

Высоту отсасывания определим по формуле:

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

где $B = 10$ мвод. ст. – барометрическое давление;

$\nabla Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$ – отметка НБ при данном расходоответствующему двум агрегатам;

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

Пример расчёта представим для одного рабочего колеса, остальные рассчитываются аналогичным образом.

3.3.1 Работа одного агрегата с расчетной мощностью при отметке НПУ

На главной универсальной характеристике в точке пересечения линии минимальной частоты вращения при H_{max} и линии ограничения по генератору определяем значение приведенного расхода Q'_I и коэффициента кавитации.

Гидротурбина ПЛ 50 – В – 900

Получим

$$Q'_I = 0,61 \text{ м}^3/\text{с}; \sigma = 0,15.$$

Пересчитаем приведенный расход для соответствующего натурального диаметра рабочего колеса

$$Q = Q'_I \cdot Z_a \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H} = 0,61 \cdot 2 \cdot 9^2 \cdot \sqrt{1,044 \cdot 46,5} = 685 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.16)$$

По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{нб}}(Q_a) = 10,4$ м.

Определяем высоту отсасывания по формуле:

$$H_s = 10 - \frac{10,4}{900} - 0,15 \cdot 46,5 - 1,5 = +1,51 \text{ м.}$$

3.3.2 Работа одного агрегата с расчетной мощностью при H_p

На главной универсальной характеристике этому режиму соответствует расчетная точка при H_p определяем значение приведенного расхода Q'_I и коэффициента кавитации.

Гидротурбина ПЛ 50 – В – 900

Получим координаты точки: $Q'_I = 1,06 \text{ м}^3/\text{с}$, $\sigma = 0,275$.

Пересчитаем приведенный расход для соответствующего натурального диаметра рабочего колеса

$$Q = 1,06 \cdot 2 \cdot 9^2 \cdot \sqrt{1,044 \cdot 31,7} = 988 \text{ м}^3/\text{с.}$$

По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 11,2 \text{ м}$.

Определяем высоту отсасывания по формуле:

$$H_s = 10 - \frac{11,2}{900} - 0,275 \cdot 31,7 - 1,5 = -0,23 \text{ м.}$$

3.3.3 Работа одного агрегата при минимальном напоре на линии ограничения по турбине

На главной универсальной характеристике этому режиму соответствует точка пересечения максимальной частоты вращения при H_{min} и линии ограничения по турбине. В данной точке определяем значение приведенного расхода Q'_I и коэффициента кавитации.

Гидротурбина ПЛ 50 – В – 900

Получим:

$$Q'_I = 1,01 \text{ м}^3/\text{с}; \sigma = 0,25.$$

Пересчитаем приведенный расход для соответствующего натурального диаметра рабочего колеса

$$Q = 1,01 \cdot 2 \cdot 9^2 \cdot \sqrt{1,044 \cdot 26,8} = 865 \text{ м}^3/\text{с}$$

По кривой связи нижнего бьефа определяем $Z_{\text{НБ}}(Q_a) = 10,9 \text{ м}$.

Определяем высоту отсасывания по формуле

$$H_s = 10 - \frac{10,9}{900} - 0,25 \cdot 26,8 - 1,5 = +1,79 \text{ м.}$$

Полученные результаты представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D_1 , м	Z_a , шт	n_c , об/мин	N_a , МВт	H_{s1} , м	H_{s2} , м	H_{s3} , м
ПЛ 50 – В	9,00	6	75,0	135,3	+4,07	-0,23	+1,79
	8,50	6	78,9	135,3	+3,37	-7,55	-0,22
	8,00	6	85,7	135,3	+1,47	-12,48	-2,9
	7,10	8	100,0	101,5	+1,98	-10,81	-1,7
	6,70	8	100,0	101,5	+0,26	-16,62	-4,91

Определение отметки заглубления рабочего колеса для трех режимов работы:

1 - работа одного агрегата при расчетной мощности при НПУ

$$\nabla Z_{P.K.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s = 10,4 + 1,51 = 11,91 \text{ м};$$

2 - работа одного агрегата с расчетной мощностью при H_p

$$\nabla Z_{P.K.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s = 11,2 - 0,23 = 10,97 \text{ м};$$

3 - работа одного агрегата с минимальной мощностью по линии ограничения по турбине

$$\nabla Z_{P.K.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s = 10,9 + 1,79 = 12,69 \text{ м}.$$

Отметку расположения рабочего колеса принимаем равной минимальной $\nabla Z_{P.K.} = 10,97 \text{ м}$.

Из представленных диаметров рабочих колес гидротурбины ПЛ 50 – В, выбираем рабочее колесо с диаметром 9 м., так как у данного диаметра рабочего колеса наибольшая единичная мощность, наименьшее количество агрегатов и наименьшее заглубление рабочего колеса.

3.4 Расчет бетонной спиральной камеры

Исходными данными для расчета являются:

1. Угол охвата спиральной камеры – $\varphi_{сп} = 225^0$ (приложение В);
2. Наружный радиус входного сечения

$$R_{вх} = 1,739 \cdot D_1; \tag{3.17}$$

$$R_{вх} = 1,739 \cdot 9 = 15,65 \text{ м}.$$

3. Диаметр расположения входных кромок статора

$$D_{вх} = 1,5 \cdot D_1 = 13,50 \text{ м}; \tag{3.18}$$

$$r_a = D_{\text{вх}}/2 = 6,8 \text{ м}; \quad (3.19)$$

4. Диаметр расположения выходных кромок статора

$$D_{\text{вых}} = 1,31 \cdot D_1 = 11,8 \text{ м}; \quad (3.20)$$

$$r_b = D_{\text{вых}}/2 = 5,9 \text{ м}; \quad (3.21)$$

5. Высота статора

$$V_{\text{ст}} = b_0 + 0.0033 \cdot D_1; \quad (3.22)$$

где b_0 - высота направляющего аппарата

$$b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 9 = 3,15 \text{ м}; \quad (3.23)$$

$$V_{\text{ст}} = 3,15 + 0.0033 \cdot 9 = 3,18 \text{ м}.$$

6. Допустимые средние скорости воды во входном сечении определяем по рисунку из рисунка 3.2 $V_{\text{вх}} = 4.8 \text{ м/с}$;

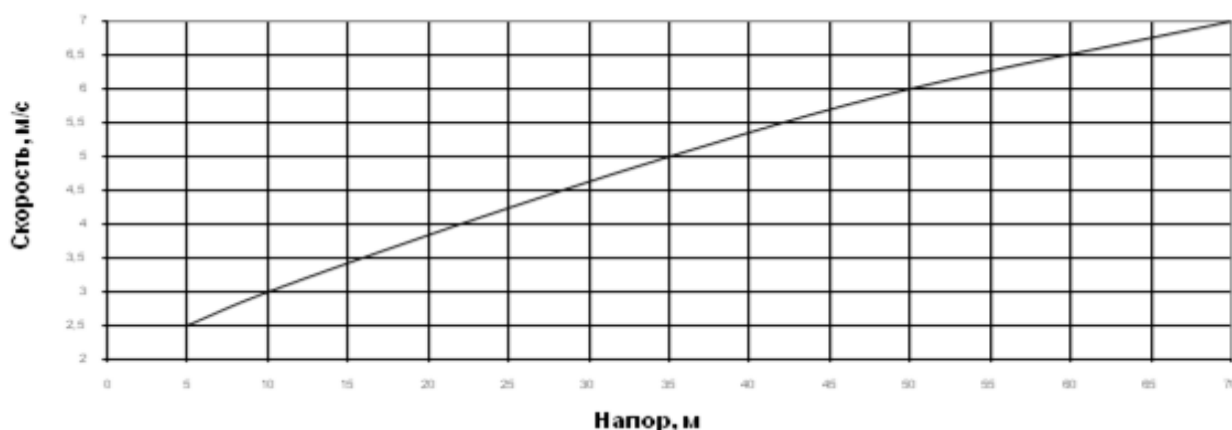


Рисунок 3.2 - Допустимые скорости во входном сечении для бетонных спиральных камер

7. Форму меридианного сечения спиральной камеры принимаем с плоским потолком ($n = 0$) с углом $\gamma = 15^0$. При таком сечении наиболее просто осуществляются проходы в шахту турбины, установка вспомогательного оборудования и трубопровода. Сечение спиральной камеры показано на рисунке 3.3.

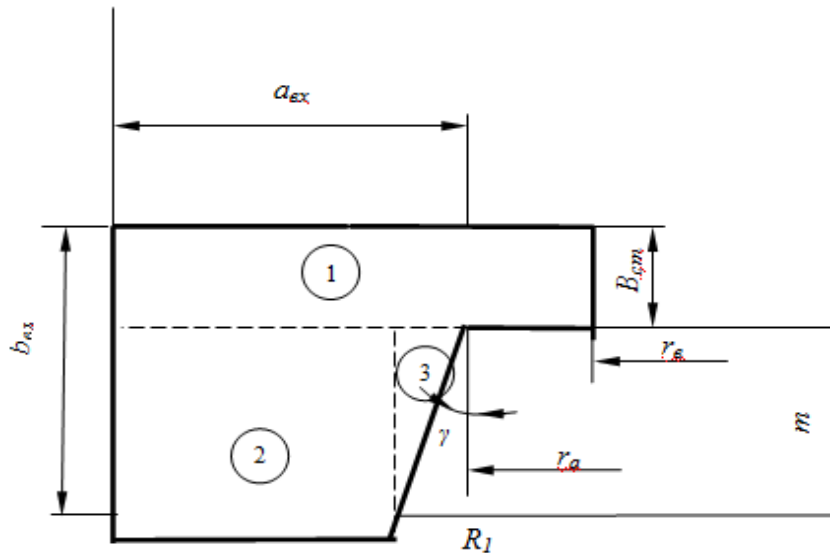


Рисунок 3.3 - Входное сечение спиральной камеры

Определение полного расхода через турбину при расчетных значениях напора и мощности

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{онм}} = \frac{135300}{9,81 \cdot 31,7 \cdot 0,925} = 470,4 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.24)$$

Определение расхода через входное сечение спирального канала камеры

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{470,4 \cdot 225}{360} = 294,0 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.25)$$

Принимаем следующее допущение:

Площадь поперечного входного сечения определяется по величине допустимой средней скорости

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_i}{V_{\text{вх}}} = \frac{294,0}{4,4} = 61,24 \text{ м}^2. \quad (3.26)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения

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

$$b_{\text{вх}} = 6,8 \text{ м};$$

$$a_{\text{вх}} = r_{\text{вх}} - r_a = 15,65 - 6,8 = 8,9 \text{ м}; \quad (3.28)$$

Дальнейший расчет спиральной камеры выполнен аналитическим методом:

$$a_i = r_i - 6,8; \quad m_i = k_2 \cdot a_i; \quad k_2 = \frac{m_{\text{ВХ}}}{a_{\text{ВХ}}}$$

Тогда

$$b_i = m_i + b_0 = m_i + 3,15$$

$$r_k = r_a + m_i \cdot \text{tg}15^\circ = 6,8 + m_i \cdot 0,268$$

Значения интеграла для любого сечения вычислены по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln \frac{r_a}{r_b} + b_i \cdot \ln \frac{r_i}{r_a} - r_k \cdot \text{ctgy} \cdot \ln \frac{r_k}{r_a} + m_i$$

$$J_{\text{ВХ}} = 10,366 \text{ м.}$$

Величина угла спирали для любого сечения

$$\varphi_i^\circ = \frac{225}{J_{\text{ВХ}}} \cdot J_i = \frac{225}{10,366} = 21,7 \cdot J_i$$

Величина расхода для любого сечения спирали

$$Q_i = \frac{Q_{\text{ВХ}}}{J_{\text{ВХ}}} \cdot J_i = \frac{282,10}{5,89} = 47,89 \cdot J_i$$

Расчёт спиральной камеры представлен в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Расчет спиральной камеры

Величина	Сечения											
	вх	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	вых
r_i	15,65	14,76	13,88	12,99	12,10	11,22	10,33	9,44	8,56	7,67	6,78	5,90
b_i	14,500	13,369	12,238	11,107	9,976	8,845	7,714	6,583	5,453	4,322	3,191	2,060
a_i	8,90	8,01	7,13	6,24	5,35	4,47	3,58	2,69	1,81	0,92	0,03	-0,86
r_k	9,79	9,49	9,19	8,88	8,58	8,28	7,97	7,67	7,37	7,06	6,76	6,46
r_k/r_a	1,45	1,41	1,36	1,32	1,27	1,23	1,18	1,14	1,09	1,05	1,00	0,96
$\ln(r_k/r_a)$	0,37	0,34	0,31	0,27	0,24	0,20	0,17	0,13	0,09	0,05	0,00	-0,04
r_i/r_a	2,32	2,19	2,06	1,92	1,79	1,66	1,53	1,40	1,27	1,14	1,00	0,87
$\ln(r_i/r_a)$	0,84	0,78	0,72	0,65	0,58	0,51	0,43	0,34	0,24	0,13	0,00	-0,14
$b \cdot \ln(r_i/r_a)$	12,19	10,46	8,82	7,27	5,83	4,49	3,28	2,21	1,29	0,55	0,02	-0,28
$r_k \cdot \text{ctgy}$	36,57	35,44	34,31	33,18	32,04	30,91	29,78	28,65	27,52	26,38	25,25	24,12
m_i	11,35	10,22	9,09	7,96	6,83	5,70	4,56	3,43	2,30	1,17	0,04	-1,09
J_i	10,37	9,04	7,76	6,55	5,39	4,31	3,31	2,41	1,61	0,95	0,44	0,12
φ_i	225	196	169	142	117	94	72	52	35	21	10	3
Q_i	282,28	252,74	223,87	195,71	168,31	141,73	116,02	91,25	67,51	44,87	23,44	3,33

График зависимости радиуса сечения спиральной камеры от угла охвата показан на рисунке 3.4.

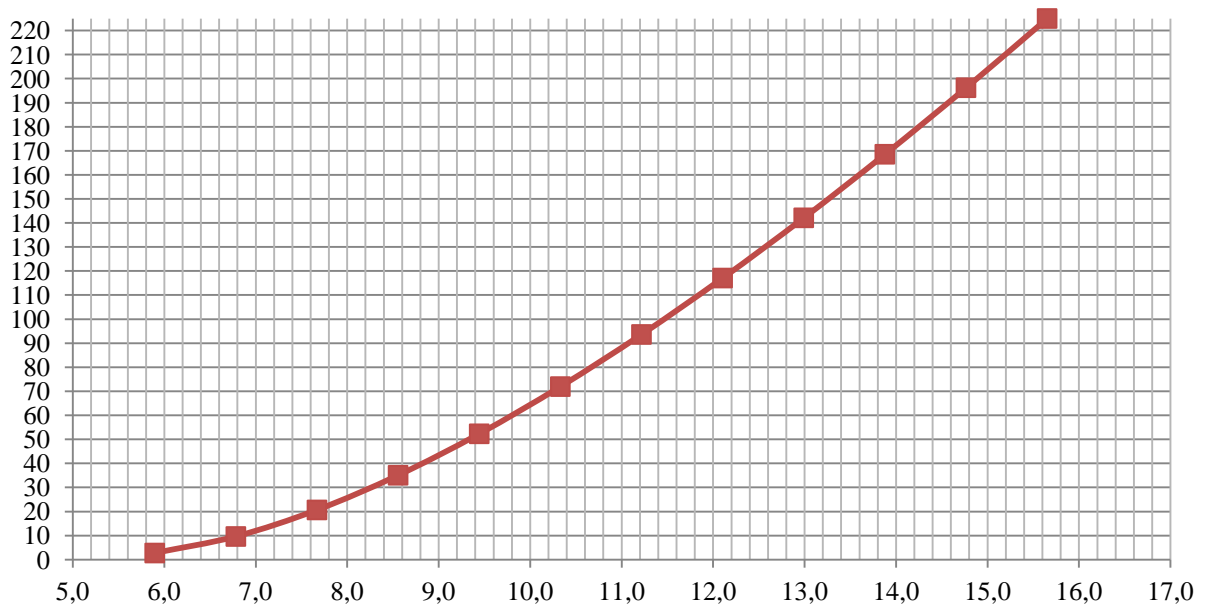


Рисунок 3.4 - График зависимости $\varphi_{сп} = f(R_i)$

Разобьем угол охвата спиральной камеры на интервалы с $\Delta\varphi_{сп} = 15^\circ$ (таблица 3.8).

Таблица 3.8 – Сечения спиральной камеры с интервалом 15°

φ	2	10	21	35	52	72	94	117	142	169	196	225
$r, м$	15,7	14,8	13,9	13,0	12,1	11,2	10,3	9,4	8,6	7,7	6,8	5,9

Так как полученная ширина подвода $B = 23,42$ (м), то необходима установка промежуточного бычка, толщину которого назначаем из выражения:

$$b \geq 1 + \frac{Q_{T\max}}{400}, \quad (3.29)$$

где $Q_{T\max} = 470,4$ ($м^3/с$) – максимальный расход воды через турбину.

$$b \geq 1 + \frac{470,4}{400} = 1,176 \text{ м.}$$

Внутренний размер подводящей части увеличиваем на толщину бычка

$$B = 23,42 + 2,18 = 25,6 \text{ м.}$$

3.5 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных генераторов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной числу полюсов.

Номинальная мощность гидрогенератора

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{135,3}{0,85} = 147,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.30)$$

Число полюсов гидрогенератора

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = \frac{6000}{75} = 80. \quad (3.31)$$

По справочным данным принимаем генератор СВ-1260/185-80УХЛ4

3.6 Выбор типа и габаритных размеров маслонапорной установки и колонки управления

По диаметру рабочего колеса $D_1 = 9,0$ м и напору $H_{\text{пред}} = 50$ м определяем по номограмме [2, с.144] для турбины ПЛ 50 – В тип маслонапорной установки МНУ 30/2-40-32-3 с гидроаккумулятором ГА30/2 – 40.

Маслонапорная установка МНУ 30/2-40-32-3

Гидроаккумулятор – ГА 30/2 – 40:

емкость 30 м^3 ;
число сосудов 2;
давление 4 МПа (40 кгс/см²).

Маслонасосный агрегат МА 32–3:

емкость бака 32 м^3 ;
количество насосов 1 шт.

Габаритные размеры гидроаккумулятора и маслонасосного агрегата представлены в таблицах 3.9 и 3.10 соответственно.

Таблица 3.9 – Габаритные размеры ГА 30/2 – 40

Обозначение	Размеры, мм					
	D	D_1	H	H_1	D_H	d
ГА 30/2 – 40	2480	2980	4110	3200	300	90

Таблица 3.10 – Габаритные размеры МА 32– 3:

Обозначение	Размеры, мм					
	B	B_1	B_2	L	L_1	L_2
МА 20–3	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 2шт;
 подача 17,5 л/с;
 мощность 100 кВт.

Электродвигатель 4А280S2:

мощность 110 кВт;
 частота вращения 1450об/мин;
 масса 36,0 т.

В качестве электрогидравлического регулятора принимаем ЭГРК-2М-150-4, основные габаритные размеры колонки представлены в таблице 3.11.

Таблица 3.11 – 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

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

С целью снижения капиталовложений, на станции могут быть применены укрупненные (объединённые) блоки. Это возможно в том случае, когда общая мощность такого блока не превышает допустимой величины снижения генерируемой мощности в ЭС $\Delta P_{G\text{доп}}$.

Проверим возможность применения укрупнённых блоков:

$$\Delta P_{G\text{доп}} = S_{\text{рез}} \cdot \cos\varphi = 1154 \cdot 0,82 = 946,28 \text{ МВт}, \quad (4.1)$$

$$P_{\text{бл}} = 2P_G = 2 \cdot 150 = 300 \text{ МВт},$$

$\Delta P_{G\text{доп}} > P_{\text{бл}}$, следовательно, применение укрупнённых блоков в структурной схеме является возможным.

На рисунке 4.1 представлена структурная схема ГЭС с единичными блоками. К сборным шинам 220 кВ присоединены 6 блоков с трехфазными двухобмоточными трансформаторами ТДЦ-20000/220 (ориентировочно).

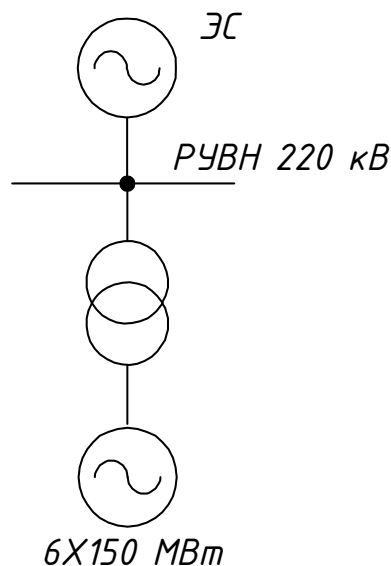


Рисунок 4.1 - Вариант структурной схемы ГЭС с единичными блоками

Как правило, применение укрупнённых блоков экономически эффективнее. На рисунке 4.2 представлена структурная схема с укрупнёнными блоками, в которой два генератора соединены попарно в блок с трехфазными двухобмоточными трансформаторами. В качестве блочных трансформаторов предусматриваются трехфазные двухобмоточные трансформаторы типа ТДЦ-400000/220.

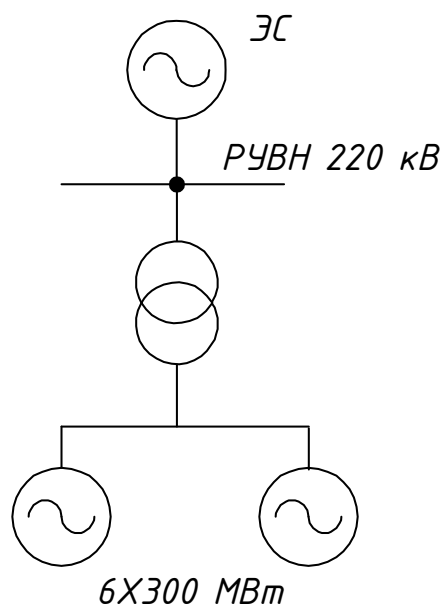


Рисунок 4.2 – Вариант структурной схемы ГЭС с укрупнёнными блоками

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы

4.2.1 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

$$S_{\text{расч}} \leq S_{\text{ном}} \cdot k_{\text{п}}, \quad (4.2)$$

где $k_{\text{п}}$ – допустимый коэффициент перегрузки.

Расчетная мощность трансформатора

$$S_{\text{расч}} = (P_{\text{ном.г}} - P_{\text{сн}}) / \cos\varphi_{\text{г}}, \quad (4.3)$$

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

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

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

Таким образом для единичного блока, находим:

$$S_{\text{расч}} = (150 - 150 \cdot 0,01) / 0,85 = 174,7 \text{ МВА.}$$

Используя рекомендации, выбираем трансформаторы единичных блоков 220кВ с ближайшей мощностью 200 МВА. Основные параметры выбранного трансформатора представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-200000/220

Тип	$S_{\text{ном}},$ МВ · А	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$u_k, \%$	$\Delta P_k, \text{кВт}$	$\Delta P_x, \text{кВт}$
		ВН	НН			
ТДЦ-200000/220	200	242	15,75	11,0	660	130

Аналогичный расчёт выполним для варианта с укрупнёнными блоками

$$S_{\text{расч}} = n_G(P_{\text{ном.г}} - P_{\text{сн}})/\cos\varphi_G = 2 \cdot (150 - 150 \cdot 0,01)/0,85 = 349,4 \text{ МВА.}$$

Используя рекомендации, выбираем трансформаторы блоков 220 кВ с номинальной мощностью 400 МВА.

Основные параметры трансформатора представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-400000/220

Тип	$S_{\text{ном}},$ МВ · А	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$u_k, \%$	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт
		ВН	НН			
ТДЦ-400000/220	400	242	15,75	11,0	880	330

4.2.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемая на собственные нужды станции, составляет 1% от полной номинальной мощности станции

$$S_{\text{с.н}} = 0,01 \cdot S_{\text{ст}} = 0,01 \cdot 6 \cdot S_G = 0,01 \cdot 6 \cdot 176,5 = 10,6 \text{ МВА,}$$

Так как при этом ближайшая стандартная мощность трансформатора составляет 6300 кВ · А, выбираем сухой трансформатор ТСЗ-16000/20, параметры трансформатора представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-16000/20

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

4.3 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Для экономического сравнения вариантов необходима оценка суммарных годовых потерь 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 τ ,

используя значения максимальных нагрузок P_{max} и время максимальных потерь τ .

Значение τ определим по эмпирической формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10^4}\right)^2 \cdot 8760, \quad (4.4)$$

где T_m – время использования максимума активной нагрузки, ч.
Получаем:

$$\tau = (0,124 + 7250/10^4)^2 \cdot 8760 \approx 1489 \text{ ч/год.}$$

Схема с единичными блоками (ТДЦ-200000/220)
Потери холостого хода в трансформаторе

$$\Delta W_{xx} = \Delta P_{xx} \cdot n_T \cdot t_{\text{раб}}, \quad (4.5)$$

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

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.6)$$

где μ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

$T_{\text{пл}}$ – время плановых простоев в течении года, ч;

ω – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

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

n_T – число одинаковых параллельно включенных трансформаторов.

Найденные показатели надёжности трансформатора номинальной мощностью 200 МВ · А

$$T_{\text{пл}} = 342,5 \cdot 10^{-5} \cdot 365 \cdot 24 = 30 \text{ ч};$$

$$T_{\text{в}} = 6,85 \cdot 10^{-3} \cdot 365 \cdot 24 \approx 60 \text{ ч.}$$

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1,0 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8728 \text{ ч};$$

$$\Delta W_{xx} = 1 \cdot 0,13 \cdot 8728 = 1134,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Нагрузочные (переменные) потери

$$\Delta W_{\text{нагр}} = (1/n_T) \cdot \Delta P_K \cdot (S_{T.max}/S_{T.ном})^2 \cdot \tau, \quad (4.7)$$

где S_{CH} - часть мощности, расходуемая на собственные нужды, МВт, рассчитываемая по формуле:

$$S_{T.max} = S_{г.ном} - S_{CH} = S_{г.ном} \cdot (1 - \alpha_{CH}),$$

Рассчитываем нагрузочные потери

$$\Delta W_{нагр} = (1/1) \cdot 0,66 \cdot (176,5 \cdot (1 - 0,01)/200)^2 \cdot 148 = 757,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Издержки на потери ЭЭ

$$I_{пот} = \beta_1 \cdot \Delta W_{xx} + \beta_2 \cdot \Delta W_{нагр}. \quad (4.8)$$

Определим среднюю себестоимость электроэнергии по прогнозам службы по тарифам на 2016 год генерация $\beta_1 = 0,721$ тыс. руб/МВт · ч, потребление $\beta_2 = 0,734$ тыс. руб/МВт · ч.

Находим величину издержек на потери ЭЭ для одного трансформатора блока

$$I_{пот} = (0,721 \cdot 1134,6 + 0,734 \cdot 757,7) \cdot 10^{-3} = 1,37 \text{ млн. руб./год},$$

соответственно, для шести единичных блоков

$$I_{пот}^{220} = 6 \cdot 1,37 = 8,22 \text{ млн. руб./год}.$$

Определим капиталовложения K_1 по формуле:

$$K_1 = n \cdot (K_{яч.РУВН} + K_T + K_{TCH}), \quad (4.9)$$

где $K_{яч.РУВН}$ - расчетная стоимость (укрупненная) ячеек 220кВ;
 K_T - расчетная стоимость блочного трехфазного двухобмоточного трансформатора;
 K_{TCH} - расчетная стоимость трансформатора собственных нужд.
 Стоимость оборудования по состоянию на 2000г.

$$K_{яч.РУВН} = 27,0 \text{ млн. руб. [9];}$$

$$K_T = 17,64 \text{ млн. руб. [9];}$$

$$K_{TCH} = 2,03 \text{ млн. руб (данные на 2016г [10]).}$$

Стоимость оборудования с учётом коэффициента пересчета стоимости электрооборудования на 2016 г. $K_{пересч.} = 4,28$

$$K_{\text{яч.РУВН}} = K_{\text{пересч.}} \cdot 27,0 = 4,28 \cdot 27,0 = 115,56 \text{ млн. руб.};$$

$$K_{\text{T200МВА}} = K_{\text{пересч.}} \cdot 17,64 = 4,28 \cdot 17,64 = 75,50 \text{ млн. руб.}$$

Тогда капитальные затраты составят

$$K_1 = 6 \cdot (115,56 + 75,50) + 6 \cdot 2,03 = 1158,5 \text{ млн. руб.}$$

Ежегодные издержки на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание электрооборудования электростанции пропорциональны стоимости основных фондов (капиталовложениям)

$$I^a = \alpha_{(a+0)\Sigma} K, \quad (4.10)$$

где $\alpha_{(a+0)\Sigma}$ - норма суммарных амортизационных отчислений и затрат на эксплуатацию электроустановки, по прил. П.10.1[7]

$$\text{Принимаем } \alpha_{(a+0)\Sigma} = 0,084 \text{ о. е. и } \alpha_{(a+0)\Sigma} = 0,104 \text{ о. е.,}$$

Получаем

$$I^a = 6 \cdot 0,084 \cdot (115,56 + 75,50) + 6 \cdot 0,104 \cdot 2,03 = 97,56 \text{ млн. руб/год.}$$

Суммарные годовые издержки

$$I = I^a + I_{\text{пот1}}^{220} = 97,56 + 8,22 = 105,78 \text{ млн. руб.}$$

Схема с укрупнёнными блоками (ТДЦ-400000/220)

$$\Delta W_{\text{хх}} = 1 \cdot 0,33 \cdot 8728 = 2880,24 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

По формуле нагрузочные (переменные) потери составят

$$\Delta W_{\text{нагр}} = \left(\frac{1}{1}\right) \cdot 0,88 \cdot (2 \cdot 176,5 \cdot (1 - 0,01)/400)^2 \cdot 1489 = 921,0 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Стоимость оборудования для схемы с укрупненными блоками

$$K_{\text{T}} = 27,0 \text{ млн. руб. [9];}$$

$$K_{\text{Tсн}} = 2,46 \text{ млн. руб (данные на 2016г [10]).}$$

Стоимость оборудования с учётом коэффициента пересчета стоимости электрооборудования на 2016 г. $K_{\text{пересч.}} = 4,28$ [11].

$$K_{T400MBA} = K_{\text{пересч.}} \cdot 27 = 4,28 \cdot 27 = 115,56 \text{ млн. руб.}$$

Находим величину издержек на потери ЭЭ для одного трансформатора блока по формуле:

$$I_{\text{пот}} = (0,721 \cdot 2880,24 + 0,734 \cdot 921,0) \cdot 10^{-3} = 2,75 \text{ млн. руб./год};$$

соответственно, для трех укрупнённых блоков

$$I_{\text{пот}2}^{220} = 3 \cdot 2,75 = 8,26 \text{ млн. руб./год.}$$

Определим капиталовложения K_2 для схемы с укрупнёнными блоками

$$K_2 = 3 \cdot (115,56 + 115,56) + 3 \cdot 2,46 = 698,3 \text{ млн. руб.}$$

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание

$$I^a = 3 \cdot 0,084 \cdot (115,56 + 115,56) + 3 \cdot 0,104 \cdot 2,46 = 59,0 \text{ млн. руб./год.}$$

Суммарные годовые издержки

$$I = I^a + I_{\text{пот}2}^{220} = 59,0 + 8,26 = 67,26 \text{ млн. руб..}$$

Наиболее экономичный вариант электроустановки требует наименьшее значение полных приведенных затрат

$$Z_i = EK_i + I_i \rightarrow \min, \quad (4.11)$$

где E – коэффициент сравнительной эффективности, о.е., принимаем $E = 0,15$ [12].

$$Z_1 = 0,15 \cdot 1158,5 + 105,78 = 279,56 \text{ млн. руб.};$$

$$Z_2 = 0,15 \cdot 698,3 + 67,26 = 172,01 \text{ млн. руб..}$$

Из сравнения технико-экономических показателей рассмотренных вариантов блочных схем видно, что предпочтительнее вариант схемы с укрупнёнными блоками на стороне ВН 220 кВ.

4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН

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

Определим величину максимальной нагрузки на РУВН

$$S_{\Sigma} = n_{\text{бл}} \cdot S_{\text{бл}} = 3 \cdot (353 - 353 \cdot 0,01) = 1048,4 \text{ МВА.} \quad (4.12)$$

Число линий:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{220}} + 1, \quad (4.13)$$

где S_{220} – пропускная способность электропередачи (максимально допустимая передаваемая мощность, определенная по пропускной способности).

Получаем

$$S_{150} = \frac{P_{220}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{350}{0,85} = 411,8 \text{ МВА;}$$

$$n_{\text{л}} = \frac{1048,4}{411,8} + 1 = 3,6,$$

принимаем большее целое число $n_{\text{л}} = 4$.

Максимальный ток

$$I_{\text{max.раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1048,4 \cdot 10^3}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 688 \text{ А.} \quad (4.14)$$

Рабочий расчетный ток

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{max.раб}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_{\Gamma}, \quad (4.15)$$

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

$\alpha_{\Gamma} = 1,3$ – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии $T_{\text{max}} = 460 \text{ час/год}$ и ее значение в максимуме ЭС.

$$I_{\text{расч}} = 688 \cdot 1,05 \cdot 1,3 = 939 \text{ А.}$$

По полученному значению по справочным данным, таблицы выбираем провод АС – 500/64, характеристика провода представлен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Характеристика провода АС – 500/64

Номинальное сечение провода, мм ²	Длительно допустимый ток вне помещения, А	Активное сопротивление, Ом/км	Индуктивное сопротивление, Ом/км	Ёмкостная проводимость, См/км
500/64	945	0,06	0,413	$2,74 \cdot 10^{-6}$

Проверка по нагреву в послеаварийном режиме

$$I_{п.ав} = \frac{S_{\Sigma}}{(n - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1048,4 \cdot 10^3}{(4 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 917 \text{ А}; \quad (4.14)$$

$$I_{доп} > I_{п.ав},$$

Условие по нагреву в послеаварийном режиме выполняется.

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 занимаемого места и основываясь на многолетний опыт успешной и безотказной работы (15–20 лет безремонтный период). При выборе схемы будем основываться на соответствии требованиям надежности при наименьшем количестве выключателей с сопутствующими устройствами (разъединителями, заземляющих устройств, приводов, изоляторов).

Согласно стандарту РусГидро для РУ на напряжение 220 кВ применяются различные схемы, не рекомендуется использовать схемы с обходной сборной шиной ввиду их значительного удорожания. Основываясь на экономической целесообразности, выбираем схему с наименьшим количеством выключателей.

Для РУ ВН с 8-ью присоединениями (4 ВЛ и 3 укрупнённых блока Г-Т), применим схему «2 системы шин» (рисунок 4.3).

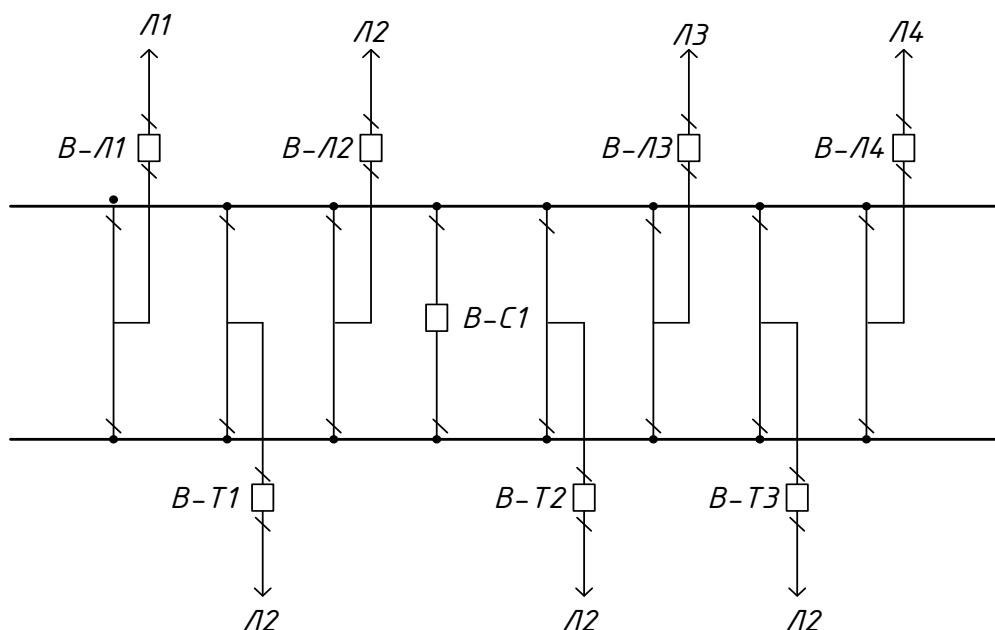


Рисунок 4.3 – Схема КРУЭ 220кВ

4.6 Расчёт токов КЗ

Для генераторных выключателей В-Г1 и В-Г6 расчетной является точка К1 – на выводах генератора. Выключатели РУ 220 кВ выбираются по суммарному току в точке К2. Расчетная схема представлена на рисунке 4.4.

Расчет трехфазного КЗ в точке К1 выполним ручным расчётом, расчет токов в точке К2, а так же в точке К1 выполним в программном комплексе RastrKZ.

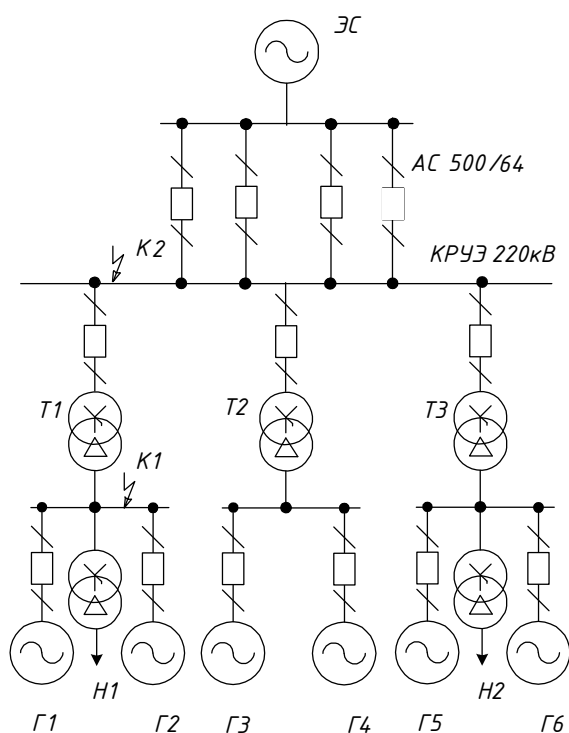


Рисунок 4.4 – Расчетная схема ГЭС

4.6.1 Трехфазное короткое замыкание в точке K_1 (ручной расчёт)

Примем за базисную мощность $S_{\text{б}} = 16495 \text{ МВА}$ в ЭС.

За базисное напряжение принимаем среднеэксплуатационное на ступени, соответствующей рассматриваемой точке КЗ.

$$I_{\text{бI}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{бI}}} = \frac{16495}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 604,6 \text{ кА.} \quad (4.15)$$

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

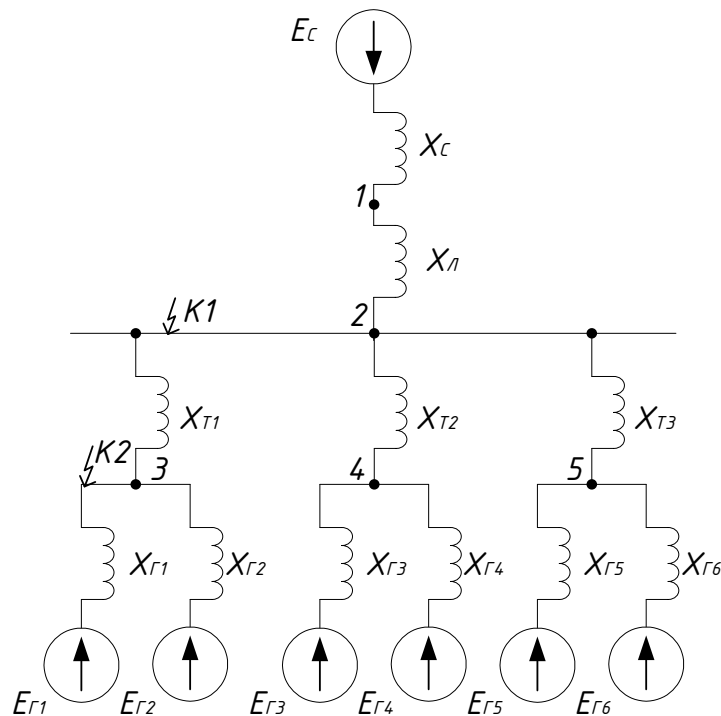


Рисунок 4.5 – Схема замещения схемы ГЭС

Генераторы

$$x_{\text{Г1}} \div x_{\text{Г6}} = x''_d \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{Г.НОМ}}} = 0,24 \cdot \frac{16495}{176,5} = 22,43; \quad (4.16)$$

$$E_{\text{Г1}} \div E_{\text{Г6}} = 1,13.$$

Энергосистема

$$x_{\text{C}} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{К}}} = \frac{16495}{16495} = 1,0; \quad (4.17)$$

$$E_{\text{C}} = 1,0.$$

Линия 220 кВ

$$x_L = \frac{x_{уд} \cdot l}{n} \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = \frac{0,274 \cdot 20}{4} \cdot \frac{16495}{230^2} = 0,43. \quad (4.18)$$

Трансформатор ТДЦ 400000/220

$$u_{кВН} = 11,0 \%;$$

$$x_{T1} = x_{T3} = \frac{u_{кВН, \%} \cdot S_6}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{11,0 \cdot 16495}{100 \cdot 400} = 4,54. \quad (4.19)$$

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

$$x_1 = x_2 = x_{Г3} \parallel x_{Г4} + x_{T2} = \frac{22,43}{2} + 4,54 = 15,76;$$

$$E_1 = E_2 = E_{Г3} = E_{Г4} = E_{Г5} = E_{Г6} = 1,13;$$

$$x_3 = x_C + x_L = 1,0 + 0,43 = 1,43;$$

$$x_4 = x_2 \parallel x_1 = \frac{15,76}{2} = 7,88;$$

$$E_3 = E_1 = E_2 = 1,13;$$

$$x_5 = x_4 \parallel x_3 = \frac{7,88 \cdot 1,43}{7,88 + 1,43} = 1,21;$$

$$E_4 = \frac{E_C \cdot x_4 + E_3 \cdot x_3}{x_4 + x_3} = \frac{1,0 \cdot 7,88 + 1,13 \cdot 1,43}{7,88 + 1,43} = 1,02;$$

$$x_6 = x_{Г1} \parallel x_{Г2} = \frac{22,43}{2} = 11,22;$$

$$E_5 = E_{Г1} = E_{Г2} = 1,13;$$

$$x_7 = x_5 + x_{T1} = 1,21 + 4,54 = 5,75;$$

$$x_{1\Sigma} = x_7 \parallel x_6 = \frac{11,22 \cdot 5,75}{11,22 + 5,75} = 3,8;$$

$$E_{\Sigma} = \frac{E_5 \cdot x_7 + E_4 \cdot x_6}{x_7 + x_6} = \frac{1,13 \cdot 5,75 + 1,02 \cdot 11,22}{5,75 + 11,22} = 1,057.$$

Принимаем ЭДС системы и генераторов 3,4,5 и 6 электрически удалёнными от точки КЗК₁.

Рассчитаем начальные значения периодической составляющей от каждого источника

$$I''_{no,\Gamma1}^{(3)} = I''_{no,\Gamma2}^{(3)} = \frac{E''_{\Gamma1}}{2 \cdot x_6} \cdot I_{6I} = \frac{1,13}{2 \cdot 11,22} \cdot 604,6 = 30,4 \text{ кА}; \quad (4.20)$$

$$I''_{no,E2}^{(3)} = \frac{E''_{E2}}{x_7} \cdot I_{6I} = \frac{1,02}{5,75} \cdot 604,6 = 107,3 \text{ кА}.$$

Определение начального значения периодической составляющей тока трёхфазного КЗ в точкеК₁

$$I_{п0 \text{ К}1}^{(3)} = I''_{no,\Gamma1}^{(3)} + I''_{no,\Gamma2}^{(3)} + I''_{no,E2}^{(3)} = 2 \cdot 30,4 + 107,3 = 168,1. \quad (4.21)$$

4.6.2 Трёхфазное короткое замыкание в точкеК₁ (RastrKZ)

Составим расчетную схему ГЭС для программного комплекса RastrKZ. Подготовленная для расчёта в программном комплексе (ПК) схема представлена на рисунке 4.5.

Определим параметры схемы замещения в именованных единицах Генераторы

$$x_{\Gamma1} \div x_{\Gamma6} = x_d'' \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = 0,24 \cdot \frac{15,75^2}{176,5} = 0,337 \text{ Ом}; \quad (4.22)$$

$$r_{\Gamma1} \div r_{\Gamma6} = \frac{1,22 \cdot x_{*\Gamma}}{\omega \cdot T_{a,\Gamma}} = \frac{1,22 \cdot 0,337}{314,2 \cdot 0,45} = 0,0029 \text{ Ом}; \quad (4.23)$$

$$E_{\Gamma1} \div E_{\Gamma6} = 1,13 \cdot U_{ном} = 1,13 \cdot 15,75 = 17,798 \text{ кВ}. \quad (4.24)$$

Энергосистема

$$x_C = \frac{U^2}{S_{к.з.}} = \frac{230^2}{16495} = 3,207 \text{ Ом}; \quad (4.25)$$

$$r_C = \frac{x_C}{\omega \cdot T_{a,C}} = \frac{3,207}{314,2 \cdot 0,03} = 0,340 \text{ Ом}; \quad (4.26)$$

$$E_C = 1,0 \cdot U_{cpC} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.} \quad (4.27)$$

Трансформатор ТДЦ 400000/220

$$x_{T1} \div x_{T3} = \frac{u_{кВН} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{11,0 \cdot 230^2}{100 \cdot 400} = 14,548 \text{ Ом;} \quad (4.28)$$

$$r_{T1} \div r_{T2} = \Delta P_k \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = 0,88 \cdot \frac{230^2}{400^2} = 0,291 \text{ Ом.} \quad (4.29)$$

ЛЭП 220 кВ

$$x_L = \frac{x_{уд} \cdot l}{n} = \frac{0,274 \cdot 20}{4} = 1,37 \text{ Ом;} \quad (4.30)$$

$$x_{0L} = 4 \cdot x_{л220} = 4 \cdot 1,37 = 5,48 \text{ Ом;} \quad (4.31)$$

$$r_L = \frac{r_{о,уд} \cdot l}{n} = \frac{0,06 \cdot 20}{4} = 0,3 \text{ Ом.} \quad (4.32)$$

Ниже представлены таблицы 4.5 – 4.7 с внесёнными в ПК исходными данными.

Таблица 4.5 – Исходные данные по узлам

Тип0	Номер	Название	U_ном
у	1	Система	230
у	2	КРУЭ 220кВ	230
у	3	Генератор 1,2	18
у	4	Генератор 3,4	18
у	4	Генератор 5,6	18

Таблица 4.6 – Исходные данные по ветвям

N_нач	N_кон	Название	X	R	Кт/г	x0
2	3	КРУЭ - ТР-Р1	14,55	0,29	0,068	14,550
2	4	КРУЭ - ТР-Р2	14,55	0,29	0,068	14,550
2	5	КРУЭ - ТР-Р3	14,55	0,29	0,068	14,550
2	1	КРУЭ - Система	1,37	0,30	-	5,480

Таблица 4.7 – Исходные данные по генераторам

N_агр	Название	N_узла	R	x	X2	X0	E
1	Генератор 1	3	0,003	0,337	0,34	-	17,798
2	Генератор 2	3	0,003	0,337	0,34	-	17,798
3	Генератор 3	4	0,003	0,337	0,34	-	17,798
4	Генератор 4	4	0,003	0,337	0,34	-	17,798
5	Генератор 5	5	0,003	0,337	0,34	-	17,798
6	Генератор 6	5	0,003	0,337	0,34	-	17,798
7	Система	1	0,340	3,207	3,21	3,21	230,000

Результаты расчётов трехфазного КЗ в точке К1 представлен в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Результат расчета трехфазного КЗ в точке К1

№	Тип	П1	I 1	I 2	I 0
1	3ф	3	169,0	-	-

Определим постоянную времени затухания учитывая выражение

$$T_{a \text{ эк}} = \frac{X_{\Sigma(R=0)}}{\omega \cdot R_{\Sigma(x=0)}}, \quad (4.33)$$

где $T_{a \text{ эк}}$ – эквивалентная постоянная времени, с;

$X_{\Sigma(R=0)}$ – результирующее эквивалентное сопротивление схемы замещения, в которой все элементы расчетной схемы (генераторы, трансформаторы, линии электропередач) учтены только их индуктивными сопротивлениями;

$R_{\Sigma(x=0)}$ – результирующее эквивалентное сопротивление схемы замещения, в которой все элементы расчетной схемы учтены только их активными сопротивлениями;

$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 314,2$ рад/с – угловая скорость.

Выполняем расчёт в программе с помощью шунта и находим эквивалентное сопротивление для узла 3.

Полученное значение

$$Z = 0,0017 + j0,0566 \text{ Ом.}$$

Постоянная времени затухания рассчитанная с помощью ПК

$$T_{a \text{ ПК, эк}} = \frac{0,0566}{314,2 \cdot 0,0017} = 0,106 \text{ с.}$$

Ударный ток в месте КЗ (К1) от всех источников

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}}^{(3)} \cdot (1 + e^{-t/T_a}) = \sqrt{2} \cdot 169 \cdot (1 + e^{-0,01/0,106}) = 456,5 \text{ кА.} \quad (4.34)$$

Постоянная времени затухания генераторов Г1 и Г2

$$T_{a, \Gamma 1} = \frac{x_{\Gamma 1}}{\omega \cdot r_{\Gamma 1}} = \frac{0,337}{314,2 \cdot 0,0029} = 0,370 \text{ с.}$$

Ударный ток от генераторов Г1 и Г2

$$i_{уд,Г1} = i_{уд,Г2} = \sqrt{2} \cdot 30,4 \cdot (1 + e^{-0,01/0,370}) = 84,8 \text{ кА.}$$

Ударный ток от эквивалентной системы

$$i_{уд,ЭС} = 456,5 - 2 \cdot 84,8 = 286,9 \text{ кА.}$$

Определим импульс квадратичного тока КЗ по приближённому выражению

$$B_k \approx I_{по,С}^2 (t_{откл} + T_{a,ЭК}) = 169^2 \cdot (0,13 + 0,106) = 6740 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (4.35)$$

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

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

4.6.3 Трёхфазное и однофазное замыкание в точке К₂

Результаты расчётов однофазного и трёхфазного КЗ в точке К₂ представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Результат расчета трёхфазного и однофазного КЗ в т. К₂

№	Тип	П1	I1	I2	I0
1	3ф	2	37,6	-	-
2	1ф	2	13,2	13,2	13,2

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

$$Z = 0,406 + j3,616 \text{ Ом.}$$

Постоянная времени затухания рассчитанная с помощью ПК

$$T_{aПК} = \frac{x}{\omega \cdot R} = \frac{3,616}{314,2 \cdot 0,406} = 0,028 \text{ с.}$$

Ударный ток в месте КЗ (К₂)

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 37,6 \cdot (1 + e^{-0,01/0,028}) = 90,4 \text{ кА.}$$

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

$$B_k = I_{по,С}^2 \cdot [t_{откл} + T_{a,ЭК} \cdot (1 - e^{-2 \cdot t_{откл}/T_{a,ЭК}})] = 37,6^2 \cdot [0,13 + 0,028 \times (1 - e^{-2 \cdot 0,13/0,028})] = 223,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (4.36)$$

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

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

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

Результаты расчётов токов короткого замыкания сведём в таблицу 4.10.

Таблица 4.10 – Результаты расчётов токов короткого замыкания

Точка КЗ	Ручной расчет	RastrWin		i_y кА	B_k кА ² ·с
	$I_{по}^{(3)}$	$I_{по}^{(3)}$	$I_{по}^{(1)}$		
	кА	кА	кА		
К1 (шины 15,75 кВ)	168,1	169,0	-	456,5	6740
К2 (шины 220кВ)	-	37,6	39,6	90,4	223,4

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:

$$I_{раб\ max} = 1,05 \cdot I_{ГНОМ} = 1,05 \cdot 6,48 = 6,8 \text{ кА.} \quad (4.37)$$

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).

$$I_{раб\ max} = 1,05 \cdot \frac{S_{ГНОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ГНОМ}} = 1,05 \cdot \frac{2 \cdot 176,5}{\sqrt{3} \cdot 220} = 973 \text{ А.} \quad (4.38)$$

Присоединения линий связи с системой 220кВ:
Нормальный режим

$$I_{Wmax\text{ раб}} = \frac{S_{max\text{ раб}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{ном}} = \frac{S_{G1-G6}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{ном}} = \frac{6 \cdot 176,5}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 220} = 695 \text{ А.} \quad (4.39)$$

Утяжеленный режим

$$I_{W\text{ утяж. раб}} = \frac{S_{G1-G6}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{ном}} = \frac{6 \cdot 176,5}{\sqrt{3} \cdot (4 - 1) \cdot 220} = 926 \text{ А.} \quad (4.40)$$

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

$$I_{тсн. раб. max} = 1,05 \cdot \frac{S_{тсн. ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{тсн. ном}} = 1,05 \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 616 \text{ А.} \quad (4.41)$$

4.7.2 Выбор коммутационных аппаратов генератора

На генераторном напряжении выбираем выключатели производства Alstom типа FKG1N, предназначенные для осуществления коммутационных операций в цепях генератора. Технические характеристики генератора представлены в таблицу 4.11.

Все основные компоненты распреедустройства, такие как дугогасительная камера, разъединитель, а также привод и, смонтированы на полюсной 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 4.11–Технические характеристики генераторного выключателя

Расчётные данные	Каталожные данные
	Выключатель FKG 1N
$U_{сетином} = 15,75 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 27,5 \text{ кВ}$
$I_{рабmax} = 9620 \text{ А}$	$I_{ном} = 10800 \text{ А}$
$I_{по} = 30,4 \text{ кА}; I_{по} = 107,3 \text{ кА}$	$I_{откл} = 120 \text{ кА}$
$i_y = 84,8 \text{ кА}; i_y = 286,9 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 330 \text{ кА}$
$B_k = 6740 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терм}^2 t_{терм} = 120^2 \cdot 3 = 43200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.7.3 Выбор коммутационных аппаратов КРУЭ- 220 кВ

На высшем напряжении 220кВ выберем КРУЭ ЯГГ– 220 производства ОАО ВО «Электроаппарат». Технические характеристики КРУЭ представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12– 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
Номинальный ток	А	4000
Номинальный ток отключения	кА	50
Ток динамической стойкости	кА	50

Выполним проверку ячейки КРУЭ ЯГГ – 220, результаты проверки представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Проверка ячейки КРУЭ ЯГГ – 220

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
		ЯГГ - 220
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети ном}} = 220\text{кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220\text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утяж}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{рабутяж}} = 973\text{А}$	$I_{\text{ном}} = 4000\text{ А}$
$I_{\text{по}} < I_{\text{пр.скв}}$	$I_{\text{по}} = 39,6\text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 50\text{ кА}$
$B_k < I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}}$	$B_k = 223,4\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} = 50^2 \cdot 3 = 7500\text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

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 ненормальных режимов работы устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики (в том числе устройствами регулирования), которые по принципам действия, уставкам, настройке и выходным воздействиям должны соответствовать схемам и режимам работы защищаемого объекта и постоянно находиться в работе, кроме устройств, выводимых из работы в соответствии со своим назначением и принципом действия.

В соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок» высоковольтное оборудование должно быть оборудовано устройствами релейной защиты и автоматики (РЗА), предназначенными для:

- автоматического отклонения повреждённого элемента от остальной, неповреждённой части электрической системы (обеспечения селективности действия защиты);
- реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы;
- обеспечения наименее возможного времени отключения ЭЗ в целях сохранения оборудования и продолжения бесперебойной работы неповреждённой части оборудования.

5.1 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ принимаем к установке необходимые виды защит основного оборудования проектируемой ГЭС.

Защита генератора СВ 1130/140-48–117,6 МВ · А :

- продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- защита от повышения напряжения (для предотвращения недопустимого повышения напряжения при сбросах нагрузки);
- токовая защита от внешних симметричных КЗ;
- защита от асинхронного хода с потерей возбуждения;
- защита от симметричной перегрузки обмотки статора;
- защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- защита от перегрузки генератора токами обратной последовательности;
- защита ротора от замыканий на землю в одной точке;
- устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения;
- устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ-400000/220:

- продольная дифференциальная защита (от повреждений на вводах и внутренних повреждениях);
- газовая защита (от внутренних повреждений);
- защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка дутьевого вентилятора);
- токовая защита от замыканий на землю в сети 220 кВ;
- МТЗ с пуском по напряжению (для защиты от внешних симметричных КЗ и перегрузок);
- токовая защита обратной последовательности (для защиты от внешних несимметричных КЗ и перегрузок);
- защита от перегрузки;
- контроль за уровнем масла в расширительном баке;
- защита от замыканий на землю на стороне 15,75 кВ.

Защиты КРУЭ 220 кВ:

- продольная дифференциальная защита ошиновок присоединений КРУЭ 220 кВ;
- продольная дифференциальная защита сборных шин КРУЭ 220 кВ.

Защиты воздушных линий 220 кВ 4×20 км:

Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ;

Резервные защиты:

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

Противоаварийная автоматика:

- автоматическое предотвращение нарушения устойчивости (АПНУ);
- автоматическая ликвидация асинхронных режимов (АЛАР);

Для реализации функций АПНУ предусматриваются:

- УФОЛ (устройство фиксации отключения линии);
- УПАСК (устройство передачи аварийных сигналов и команд).

Для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно-производственного предприятия «ЭКРА».

5.2 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты

На проектируемой ГЭС принимаем к установке современные микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики российского научно – производственного предприятия «ЭКРА» .

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

5.3 Продольная дифференциальная защита генератора

Проведём расчёт продольной дифференциальной защиты генератора, реализованной в шкафах защит генератора фирмы «ЭКРА».

Действие защиты основано на сравнении величин и фаз токов в начале и конце обмотки фазы статора.

Схема расположения трансформаторов тока (ТТ) данной защиты представлена на рисунке 5.1. Трёхфазная схема цепей переменного тока и фрагмент схемы цепей постоянного оперативного тока отображены на рисунках 5.2 и 5.3 соответственно, которые приведены для пояснения принципа действия данной защиты на примере выполнения её на электромеханических реле.

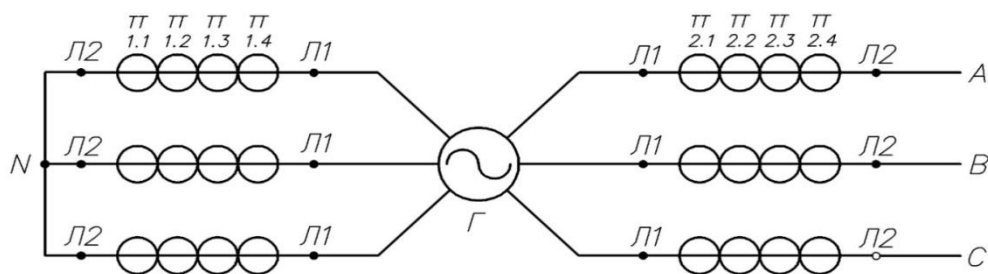


Рисунок 5.1 – Принципиальная схема расположения ТТ

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах.

Защита выполняется трёхфазной и подключается к ТТ 2.4 в линейных выводах статора генератора и к ТТ 1.2 в нейтральных выводах (рисунок 5.2).

Общий вид характеристики срабатывания данной защиты представлен на рисунке 5.3.

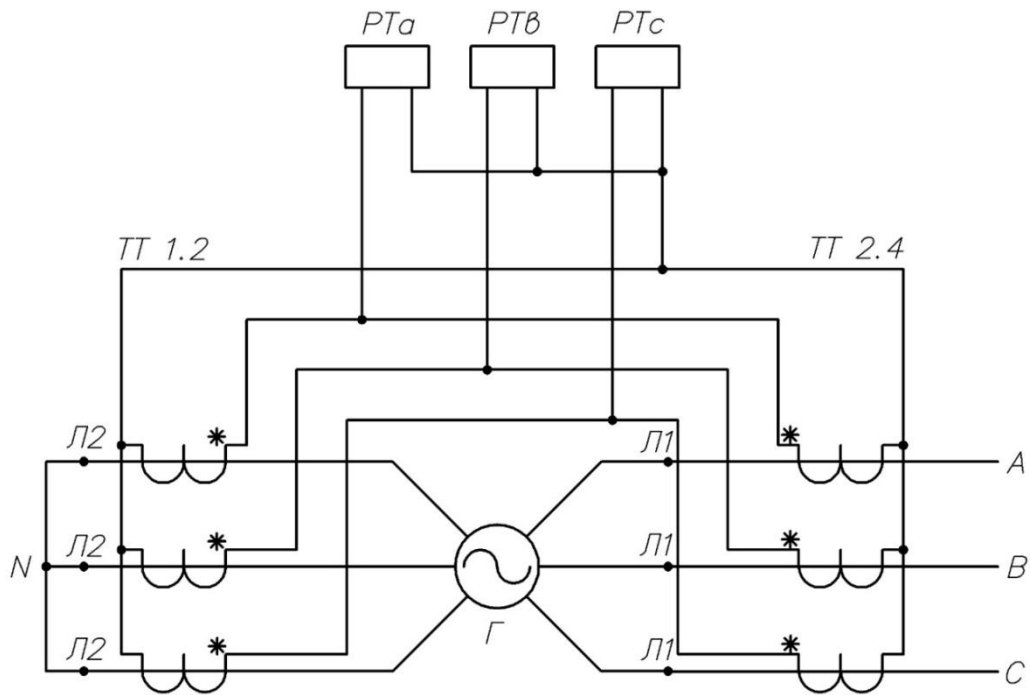


Рисунок 5.2 – Трёхфазная схема цепи переменного тока

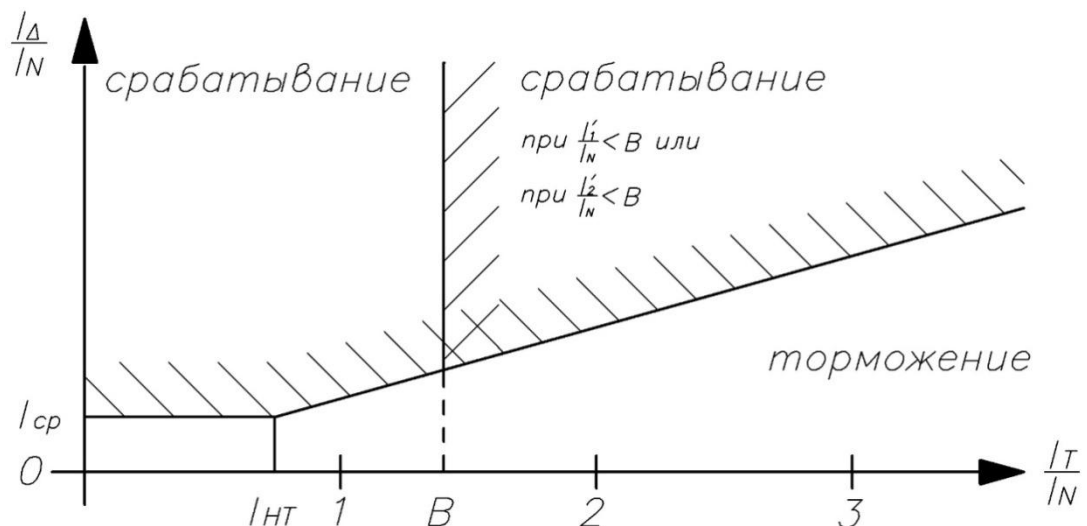


Рисунок 5.3 – Общий вид характеристики срабатывания

На рисунке 5.3: $I_{cp,0}$ – начальный ток срабатывания; I_1 – ток нейтрали генератора; I_2 – ток на выводах генератора; $I_{\Delta} = |I_1 - I_2|$ – дифференциальный ток; I_T – ток торможения; I_N – номинальный ток; I_{HT} – начальный ток торможения.

Номинальный ток генератора

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{176,5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 10^3} = 6,5 \text{ кА}, \quad (5.1)$$

где $S_{НОМ}$ – номинальная мощность генератора;
 $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение генератора.

Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величину $I_{ср.0}$ выбираем с учётом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима.

Ток небаланса номинального режима

$$I_{НБном} = K_{одн} \cdot f_i \cdot I_{ном} = 0,1 \cdot 0,5 \cdot 6,5 = 0,325 \text{ кА}, \quad (5.2)$$

где f_i – относительная погрешность ТТ;

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности ТТ;

$I_{ном}$ – номинальный ток генератора, по формуле (3.1).

Уставка должна удовлетворяться условию

$$I_{ср.0} \geq K_H \cdot I_{НБном} = 2 \cdot 0,325 = 0,65 \text{ кА}, \quad (5.3)$$

где K_H – коэффициент надёжности;

$I_{НБ.ном}$ – ток небаланса номинального режима.

Тогда принимаем типовую уставку, равную $0,2 \cdot I_{ном}$

$$I_{ср.0} = 0,2 \cdot 6,5 = 1,3 \text{ кА}. \quad (5.4)$$

Коэффициент торможения определяется чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величину K_T выбираем с учётом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов при сквозном КЗ.

Максимальный ток небаланса при внешнем трёхфазном КЗ

$$\begin{aligned} I_{НБ(КЗ)} &= K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{одн} \cdot I_{max} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,24} \cdot 6,5 = \\ &= 3,06 \text{ кА}, \end{aligned} \quad (5.5)$$

где f_i – относительная погрешность ТТ;

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности ТТ;

$K_{АП}$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей;

$I_{max} = \frac{E''}{x_d''} \cdot I_{ном}$ – максимальный ток через ТТ в линейных выводах при внешнем трёхфазном КЗ в цепи генераторного напряжения.

Коэффициент торможения выбираем из условия

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T} = \frac{3,06 \cdot 2}{30,4} = 0,2 \text{ кА}, \quad (5.6)$$

где $I_{НБ(КЗ)}$ – максимальный ток небаланса при внешнем трёхфазном КЗ, по формуле (5.5);

I_T – ток трёхфазного КЗ на выводах генератора, полученный посредством программного комплекса «RastrWin».

Принимаем минимальную уставку $K_T = 0,2$.

Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания. Выбор B выполняем по условию:

$$B \geq \frac{I_{ср.0}}{K_T} = \frac{0,2}{0,2} = 1. \quad (5.7)$$

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

При токе $I_T > B$ 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 (рисунок 5.4).

По рассчитанным параметрам строим реальную характеристику срабатывания продольной дифференциальной защиты (рисунок 5.4).

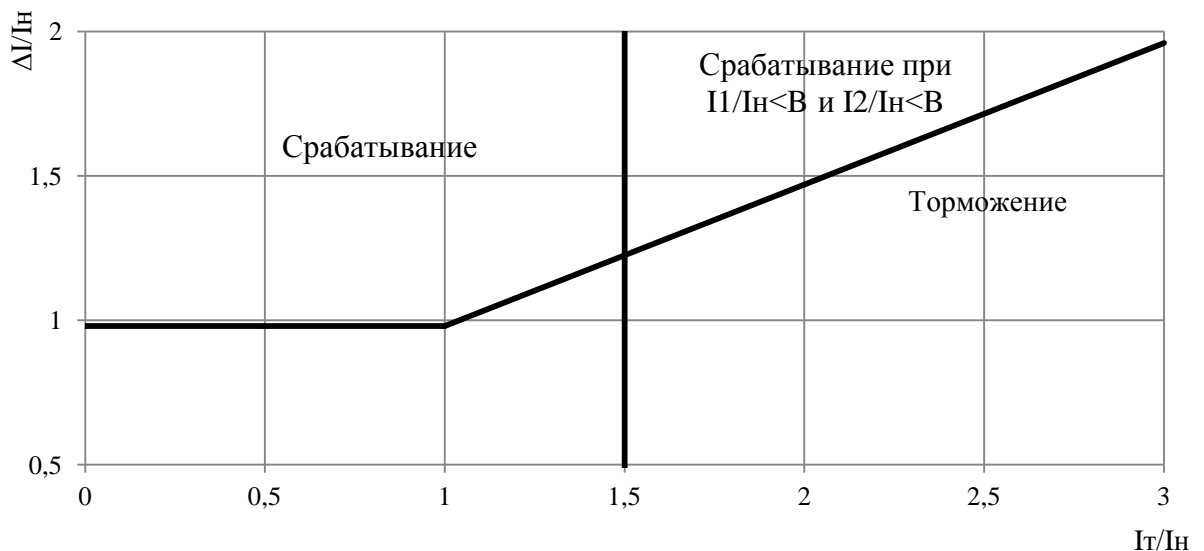


Рисунок 5.4 – Характеристика срабатывания продольной дифференциальной защиты генератора

6 Компонировка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений

6.1 Определение класса сооружения

Класс сооружения

- по объёму водохранилища I,
- по высоте сооружения II,

Из определённых классов сооружения выбираем наивысший класс, т.е. класс сооружения плотины I.

6.2 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.

Гидравлическими расчётами устанавливаются: длина водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, отметка гребня водослива, форма водосливной грани и сопряжение её с водобоем, сопряжение струи с учётом маневрирования затворами, размеры гасителей энергии в нижнем бьефе.

6.2.1 Определение максимального и поверочного расхода

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

Таблица 6.1 – Максимальные расходы реки Уса

$Q, \text{ м}^3/\text{сек}$	$Q, \text{ м}^3/\text{с}$ в убыв порядке	K	K-1	$(K-1)^2$	$(K-1)^3$
3393	5944	1,69	0,69	0,48	0,33
3388	5888	1,68	0,68	0,46	0,31
3384	5194	1,48	0,48	0,23	0,11
3379	5138	1,46	0,46	0,21	0,10
3375	4969	1,41	0,41	0,17	0,07
3371	4819	1,37	0,37	0,14	0,05
3366	4800	1,37	0,37	0,13	0,05
3362	4763	1,36	0,36	0,13	0,05
3357	4763	1,36	0,36	0,13	0,05
3353	4613	1,31	0,31	0,10	0,03
3349	4444	1,27	0,27	0,07	0,02
3344	4425	1,26	0,26	0,07	0,02
3340	4124	1,17	0,17	0,03	0,01
3335	4088	1,16	0,16	0,03	0,00
3331	4031	1,15	0,15	0,02	0,00
3327	3953	1,13	0,13	0,02	0,00
3322	3825	1,09	0,09	0,01	0,00
3318	3788	1,08	0,08	0,01	0,00

Продолжение таблицы 6.1

Q, м ³ /сек	Q, м ³ /с в убыв порядке	K	K-1	(K-1) ²	(K-1) ³
3313	3750	1,07	0,07	0,00	0,00
3309	3731	1,06	0,06	0,00	0,00
3402	3713	1,06	0,06	0,00	0,00
3390	3675	1,05	0,05	0,00	0,00
3378	3488	0,99	-0,01	0,00	0,00
3367	3469	0,99	-0,01	0,00	0,00
3355	3450	0,98	-0,02	0,00	0,00
3344	3450	0,98	-0,02	0,00	0,00
3332	3431	0,98	-0,02	0,00	0,00
3320	3402	0,97	-0,03	0,00	0,00
3309	3394	0,97	-0,03	0,00	0,00
3297	3393	0,97	-0,03	0,00	0,00
3286	3390	0,97	-0,03	0,00	0,00
3274	3388	0,96	-0,04	0,00	0,00
3263	3384	0,96	-0,04	0,00	0,00
3251	3379	0,96	-0,04	0,00	0,00
3488	3378	0,96	-0,04	0,00	0,00
3431	3375	0,96	-0,04	0,00	0,00
2869	3371	0,96	-0,04	0,00	0,00
2550	3367	0,96	-0,04	0,00	0,00
2381	3366	0,96	-0,04	0,00	0,00
4800	3362	0,96	-0,04	0,00	0,00
3244	3357	0,96	-0,04	0,00	0,00
4613	3355	0,96	-0,04	0,00	0,00
3450	3353	0,95	-0,05	0,00	0,00
3150	3349	0,95	-0,05	0,00	0,00
4819	3344	0,95	-0,05	0,00	0,00
3450	3344	0,95	-0,05	0,00	0,00
4444	3340	0,95	-0,05	0,00	0,00
3825	3338	0,95	-0,05	0,00	0,00
5138	3335	0,95	-0,05	0,00	0,00
2494	3332	0,95	-0,05	0,00	0,00
4763	3331	0,95	-0,05	0,00	0,00
3338	3327	0,95	-0,05	0,00	0,00
2963	3322	0,95	-0,05	0,00	0,00
5888	3320	0,95	-0,05	0,00	0,00
3788	3319	0,94	-0,06	0,00	0,00
2194	3318	0,94	-0,06	0,00	0,00
3394	3313	0,94	-0,06	0,00	0,00
1744	3309	0,94	-0,06	0,00	0,00
4088	3309	0,94	-0,06	0,00	0,00
4969	3297	0,94	-0,06	0,00	0,00
3131	3286	0,94	-0,06	0,00	0,00
3019	3274	0,93	-0,07	0,00	0,00
5944	3263	0,93	-0,07	0,01	0,00
2625	3251	0,93	-0,07	0,01	0,00
5194	3244	0,92	-0,08	0,01	0,00
4425	3150	0,90	-0,10	0,01	0,00
4031	3131	0,89	-0,11	0,01	0,00
2066	3019	0,86	-0,14	0,02	0,00
3731	2963	0,84	-0,16	0,02	0,00
2475	2869	0,82	-0,18	0,03	-0,01
2531	2625	0,75	-0,25	0,06	-0,02
2231	2550	0,73	-0,27	0,08	-0,02
3675	2531	0,72	-0,28	0,08	-0,02
3750	2494	0,71	-0,29	0,08	-0,02
3713	2475	0,70	-0,30	0,09	-0,03

Продолжение таблицы 6.1

Q, м ³ /сек	Q, м ³ /с в убыв порядке	K	K-1	(K-1) ²	(K-1) ³
3713	2475	0,70	-0,30	0,09	-0,03
3319	2381	0,68	-0,32	0,10	-0,03
4763	2231	0,64	-0,36	0,13	-0,05
3469	2194	0,62	-0,38	0,14	-0,05
3953	2066	0,59	-0,41	0,17	-0,07
4124	1744	0,50	-0,50	0,25	-0,13
	281019			3,82	0,73

По данным таблицы 6.1 рассчитываем средний многолетний паводковый расход

$$Q_{cp} = \frac{\sum Q}{n} = \frac{281019}{80} = 3512,7 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.1)$$

Вычислим модульные коэффициенты K – графа 3 таблицы 4.1

$$K = \frac{Q}{Q_{cp}} = \frac{5944}{3512,7} = 1,69. \quad (6.2)$$

Вычислим отклонение от середины (K – 1)–графа 4 таблицы 4.1. Определим коэффициенты вариации и асимметрии

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{3,82}{80}} = 0,21; \quad (6.3)$$

$$C_s = \frac{\sum(K-1)^3}{nC_v^3} = \frac{0,73}{80 * 0,21^3} = 0,99. \quad (6.4)$$

Средняя квадратичная ошибка вычисления коэффициентов вариации

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1 + 3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} * 100\% = \pm \frac{\sqrt{1 + 3 * 0,21^2}}{\sqrt{2 * (80 - 1)}} * 100\% = 8,47 \%, \quad (6.5)$$

видим, что данная ошибка не превышает максимальное значение погрешности, которое составляет 8,48%.

Средняя квадратическая ошибка коэффициента асимметрии равна:

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

$$= \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{80}} * \sqrt{1 + 6 * 0,21^2 + 5 * 0,21^4}}{0,99} * 100\% = 31,22 \%. \quad (6.6)$$

По данным определяем значения ординат φ при $C_s = 0,99$ для необходимых значений обеспеченности

$$\varphi_{0,1\%} = 4,51; \quad \varphi_{0,01\%} = 5,94.$$

Отклонение ординат

$$Ms_{0,1\%} = \varphi_{0,1\%} \cdot C_v = 4,51 \cdot 0,21 = 0,95; \quad (6.7)$$

$$Ms_{0,01\%} = \varphi_{0,01\%} \cdot C_v = 5,94 \cdot 0,21 = 1,25.$$

Модульный коэффициент

$$Ks_{0,1\%} = Ms_{0,1\%} + 1 = 0,95 + 1 = 1,95; \quad (6.8)$$

$$Ks_{0,01\%} = Ms_{0,01\%} + 1 = 1,25 + 1 = 2,25.$$

Максимальный и поверочный расход

$$Q_{\text{осн.}} = Ks_{0,1\%} * Q_{\text{ср}} = 1,95 \cdot 3512,7 = 6850 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.9)$$

$$Q_{\text{пов.}} = Ks_{0,01\%} * Q_{\text{ср}} = 2,25 \cdot 3512,7 = 7904 \text{ м}^3/\text{с}.$$

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

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

где a - коэффициент изученности, примем для расчетного периода 80 лет = 0,8; E_p - относительная среднеквадратичная ошибка.

Принимаем

$$E_{p 0,1\%} = 0,42 \text{ и } E_{p 0,01\%} = 0,48.$$

Получаем

$$\Delta Q_{\max p} = \frac{0,8 \cdot 0,42}{\sqrt{80}} * 6850 = 257 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.11)$$

$$\Delta Q'_{\max p} = \frac{0,8 * 0,48}{\sqrt{80}} * 7904 = 339 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Максимальный и поверочный расходы с учётом поправок:

$$Q_{\text{осн.мах}} = Q_{\text{осн.}} + \Delta Q_{\max p} = 6850 + 257 = 7107 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.12)$$

$$Q_{\text{пов.мах}} = Q_{\text{пов.}} + \Delta Q'_{\max p} = 7904 + 339 = 8243 \text{ м}^3/\text{с}.$$

6.2.2 Определение ширины водосливного фронта

Определяем расчётный расход

$$Q_p = Q_{\text{осн.мах}} = 7107 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта

$$B = \frac{Q_p}{q_b}, \quad (6.13)$$

где q_b – удельный расход на водосливе,

$$q_b = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.14)$$

где q_p – удельный расход на рисберме,

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}}, \quad (6.15)$$

где $h_{\text{НБ}}$ – глубина воды в нижнем бьефе при максимальном основном расходе, определяется по графику $Q = f(H)$, $УНБ_{\text{осн}} = 16,8 \text{ м}$;

$[v_h]$ – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, для полускального основания $3,5 \text{ м/с}$.

Получаем

$$h_{\text{НБ}} = УНБ - \nabla_{\text{дна}} = 16,8 - 8,0 = 8,8 \text{ м}; \quad (6.16)$$

$$q_p = 3,5 \cdot 8,8 = 30,8 \text{ м}^2/\text{с},$$

$$q_b = 1,25 \cdot 30,8 = 38,5 \text{ м}^2/\text{с}.$$

Тогда ширина водосливного фронта равна:

$$B = \frac{7107}{38,5} = 184,6 \text{ м.}$$

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

$$B = b \cdot n, \quad (6.17)$$

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.

$$n = \frac{B}{b} = \frac{184,6}{24} = 7,69, \quad (6.18)$$

полученное значение округлим до ближайшего большего целого числа, $n = 8$.

Руководствуясь требованиями стандарта РусГидро, при числе пролетов более 6, не обходимо принять на 1 пролет больше на случай аварийного несрабатывания затвора. Тогда количество пролетов составит $n = 9$.

Ширина водосливного фронта

$$B = b \cdot n = 24 \cdot 9 = 216 \text{ м.}$$

Бык примем разрезным, толщина разрезного бычка примем 4 м. Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B = 216 + (9 - 1) \cdot 4 = 248 \text{ м.} \quad (6.19)$$

Ширина водосливного фронта с учетом отказа одного затвора составит

$$B = b \cdot n = 24 \cdot 8 = 192 \text{ м.}$$

Полученное значение будем использовать для дальнейших расчетов.

6.2.3 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}

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

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

$$H_{01} = \left(\frac{7107}{0,49 \cdot 192 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,626 \text{ м.}$$

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

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

где σ_n – коэффициент подтопления; $\sigma_{сж}$ – коэффициент бокового сжатия; σ_ϕ – коэффициент формы для безвакуумной водосливной стенки Кригера-Офицера.

$$\sigma_\phi = 1; \quad \sigma_n = 1,$$

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\varepsilon_y + (n - 1) \cdot \varepsilon_6 \cdot H_{01}}{n \cdot b}, \quad (6.22)$$

где b – ширина одного пролёта; ε_y – коэффициент формы береговых устоев; ε_6 – коэффициенты формы бычков; n – количество бычков.

$$\sigma_{сж} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (8 - 1) \cdot 0,45 \cdot 6,626}{8 \cdot 24} = 0,98;$$

$$H_{02} = \left(\frac{7107}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,98 \cdot 1 \cdot 192 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,72 \text{ м.}$$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g}, \quad (6.23)$$

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

Получаем

$$\begin{aligned} v_0 &= \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}) * (B + (n - 1)\delta_B)} = \\ &= \frac{7107}{(57,0 - 8,0) * (192 + (8 - 1) \cdot 4)} = 0,66 \text{ м/с}. \end{aligned} \quad (6.24)$$

$$H = 6,72 - \frac{1,1 \cdot 0,66^2}{2 \cdot 9,81} = 6,7 \text{ м}.$$

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

$$H_{\text{ст}} = 7,0 \text{ м}.$$

Определим отметку гребня водослива

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 57,0 - 7,0 = 50,0 \text{ м}. \quad (6.25)$$

6.2.4 Проверка на пропуск поверочного расхода

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода

$$H_{01\text{пов.}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов.}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.26)$$

где $Q_{\text{р.пов.}} = Q_{\text{пов.мах}} - Q_{\text{ГЭС}} = 8243 - 1755 = 6488 \text{ м}^3/\text{с}$,

т.к. $Q_{\text{р.пов.}} = 6488 \text{ м}^3/\text{с} < Q_p = 7107 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$, следовательно, пропускная способность водослива удовлетворяет поверочному расчетному расходу плотины. В таком случае проводить проверку на пропуск поверочного расхода не целесообразно.

6.2.5 Определение отметки гребня быка

За отметку гребня плотины принимается большая из двух, вычисленных по формулам:

$$\nabla\GammaЗП = \nablaНПУ + h_s; \quad (6.27)$$

$$\nabla\GammaЗП = \nabla\PhiПУ + h_s,$$

где h_s – превышение гребня плотины над расчётным уровнем в верхнем бьефе.
Высота наката волн

$$h_s = h_{\text{run } 1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a, \quad (4.34)$$

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, принимаемый не менее 0,5 м (0,5-2 м).

Для НПУ

Высота ветрового нагона определяется по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos\alpha = 2,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{20^2 \cdot 7000}{9,81 \cdot 24,5} = 0,024 \text{ м}; \quad (6.28)$$

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

L – длина разгона волны, м;

α – угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров, принимаем 0°;

d – условная расчётная глубина воды в водохранилище.

$$d = \frac{\nablaНПУ - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{57,0 - 8,0}{2} = 24,5 \text{ м}. \quad (6.29)$$

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

1) 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.

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 7000}{20^2} = 171,67; \quad (6.30)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10595. \quad (6.31)$$

2) По графику по верхней огибающей кривой рисунка 6.1, используя значения $\frac{g \cdot t}{V_w}$, $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ определяем параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$.

Принимаем меньшие полученные значения

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,024; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 1,9.$$

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

$$\bar{h} = \frac{0,024 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,024 \cdot 20^2}{9,81} = 0,98 \text{ м}, \quad (6.32)$$

$$\bar{T} = \frac{1,9 \cdot V_w}{g} = \frac{1,9 \cdot 20}{9,81} = 3,87 \text{ с}. \quad (6.33)$$

3) Средняя длина волны

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 3,87^2}{2 \cdot 3,14} = 23,4 \text{ м}. \quad (6.34)$$

Проверим условие

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d,$$

$$24,5 > 11,7,$$

следовательно, условие глубоководности выполняется.

Определим высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i, \quad (6.35)$$

где K_i – коэффициент, определяем по рисунку 2[15] в зависимости от значения $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$, принимаем $K_i = 2,0$.

Получаем

$$h_{1\%} = 0,98 \cdot 2,0 = 1,96 \text{ м}.$$

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

$$h_{\text{run } 1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{\text{run}} \cdot h_{1\%}, \quad (6.36)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по таблице 6[15] ($k_r = 1$; $k_p = 0,9$);

$k_{sp} = 1,4$ – коэффициент, принимаемый по таблице 7[15];
 $k_{run} = 2,0$ – коэффициент принимаемый по графикам в зависимости от пологости волны $\bar{\lambda}_d/h_{1\%}$ на глубокой воде.

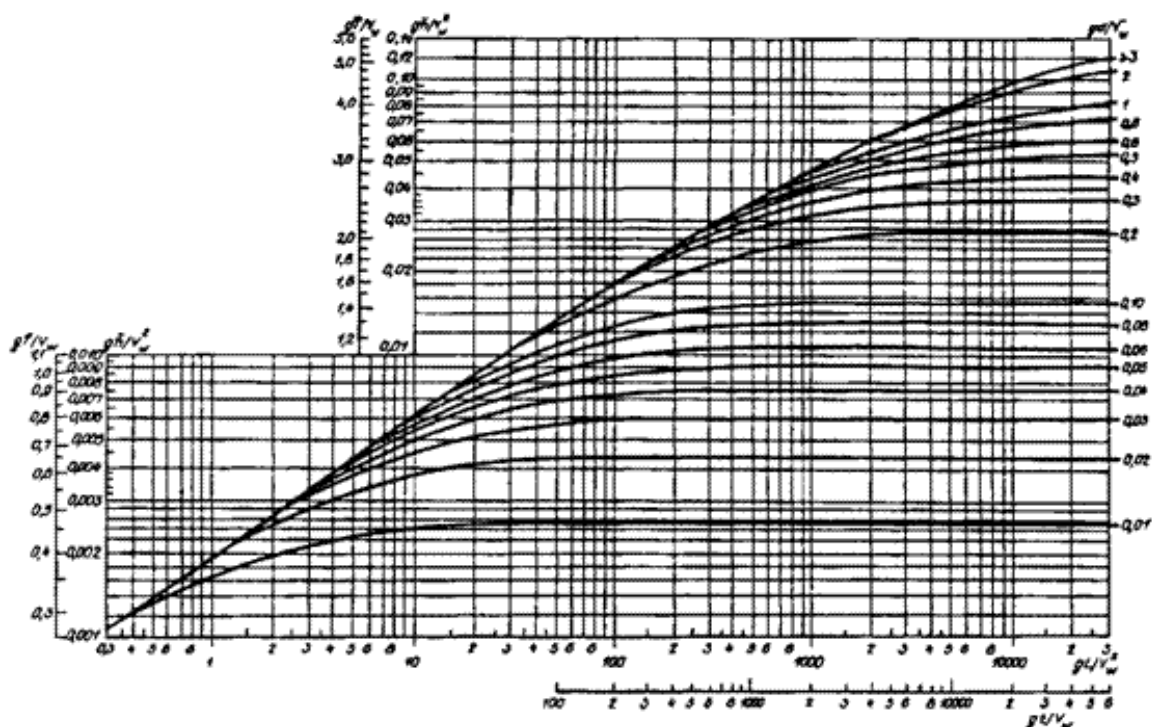


Рисунок 6.1 – Графики для определения элементов ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{23,4}{1,96} = 11,94, \quad (6.37)$$

Принимаем $\text{ctg}\varphi = 2$, используя полученное значение $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}}$, определяем по графику 4.1, k_{run} .

$$h_{run\ 1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 2,0 \cdot 1,96 = 4,94 \text{ м.}$$

$$h_s = h_{run\ 1\%} + \Delta h_{set} + a = 4,94 + 0,024 + 0,8 = 5,8 \text{ м.} \quad (6.38)$$

Для ФПУ

Высота ветрового нагона определяется по формуле:

$$\Delta h_{set} = 1,3 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{10^2 \cdot 7000}{9,81 \cdot 24,5} = 0,061,$$

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

L – длина разгона волны;
 α – угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров, принимаем 0;
 d – условная расчётная глубина воды в водохранилище.

$$d = \frac{\nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{58,0 - 8,0}{2} = 25,0 \text{ м.}$$

Определяется высота волны 1% обеспеченности для поверочного случая.

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:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 7000}{10^2} = 686,7,$$

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

По графику по верхней огибающей кривой графика 6.1, используя значения $\frac{g \cdot t}{V_w}$, $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$, определяем параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$.

Принимаем меньшие полученные значения

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,042; \quad \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 2,75.$$

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

$$\bar{h} = \frac{0,042 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,042 \cdot 10^2}{9,81} = 0,43 \text{ м,}$$

$$\bar{T} = \frac{2,75 \cdot V_w}{g} = \frac{2,75 \cdot 10}{9,81} = 2,80 \text{ с.}$$

Рассчитаем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 2,80^2}{2 \cdot 3,14} = 12,25 \text{ м.}$$

Проверим условие

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d,$$

$$25,0 > 6,125,$$

следовательно, условие глубоководности выполняется.

Определим высоту волны 1 % обеспеченности по рисунку 2[15] в зависимости от значения $\frac{g \cdot L}{v_w^2}$, принимаем $K_i = 2,525$, получаем

$$h_{1\%} = 0,43 \cdot 2,525 = 1,09.$$

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

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

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по таблице 6[15] ($k_r = 1$; $k_p = 0,9$);

$k_{sp} = 1,1$ – коэффициент, принимаемый по таблице 7 [15];

$k_{\text{run}} = 2,0$ – коэффициент принимаемый по графикам в зависимости от пологости волны $\bar{\lambda}_d/h_{1\%}$ на глубокой воде.

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{12,25}{1,09} = 11,24,$$

Принимаем $\text{ctg} \varphi = 2$, используя полученное значение $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}}$, определяем по графику, k_{run} .

$$h_{\text{run } 1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,1 \cdot 2,0 \cdot 1,09 = 2,16 \text{ м.}$$

$$h_s = h_{\text{run } 1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 2,16 + 0,061 + 0,8 = 3,1 \text{ м.}$$

За отметку гребня быка бетонной водосливной плотины принимается большая из трех:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 57,0 + 5,8 = 62,8 \text{ м,}$$

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ФПУ}} + h_s = 58,0 + 3,1 = 61,1 \text{ м;}$$

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 50,0 + 1,6 \cdot 7,0 = 61,2 \text{ м.} \quad (6.39)$$

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

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

Принимаем значение $\nabla_{ГБ}$, принимаем

$$\nabla_{ГБ} = 62,8 \text{ м.}$$

6.2.6 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 $h_{НБ}$ и по их отношению определить тип сопряжения бьефов (тип гидравлического прыжка).

Определяем параметры гидравлического прыжка.

Предварительно рассчитаем критическую глубину

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{B^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 7107^2}{220^2 \cdot 9,81}} = 4,89 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 57,0 - 8,0 = 49,0 \text{ м.} \quad (6.41)$$

Определяем отношение

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{49,0}{4,89} = 10,02. \quad (6.42)$$

По графику М.Д. Чертоусова рисунок 6.2 в зависимости от коэффициента скорости $\varphi = 0,9$ и $\xi_{T_0} = 10,02$ определяем

$$\xi_c = 0,25; \quad \xi''_c = 2,7.$$

Вычисляем сопряженные глубины

$$h'_c = \xi_c h_{кр} = 0,25 \cdot 4,89 = 1,22 \text{ м;} \quad (6.43)$$

$$h''_c = \xi''_c h_{кр} = 2,7 \cdot 4,89 = 13,20 \text{ м.}$$

Получаем $h''_c > h_{НБ}$, ($13,20 > 8,8$) следовательно, прыжок отогнанный и необходима установка гасителей энергии воды.

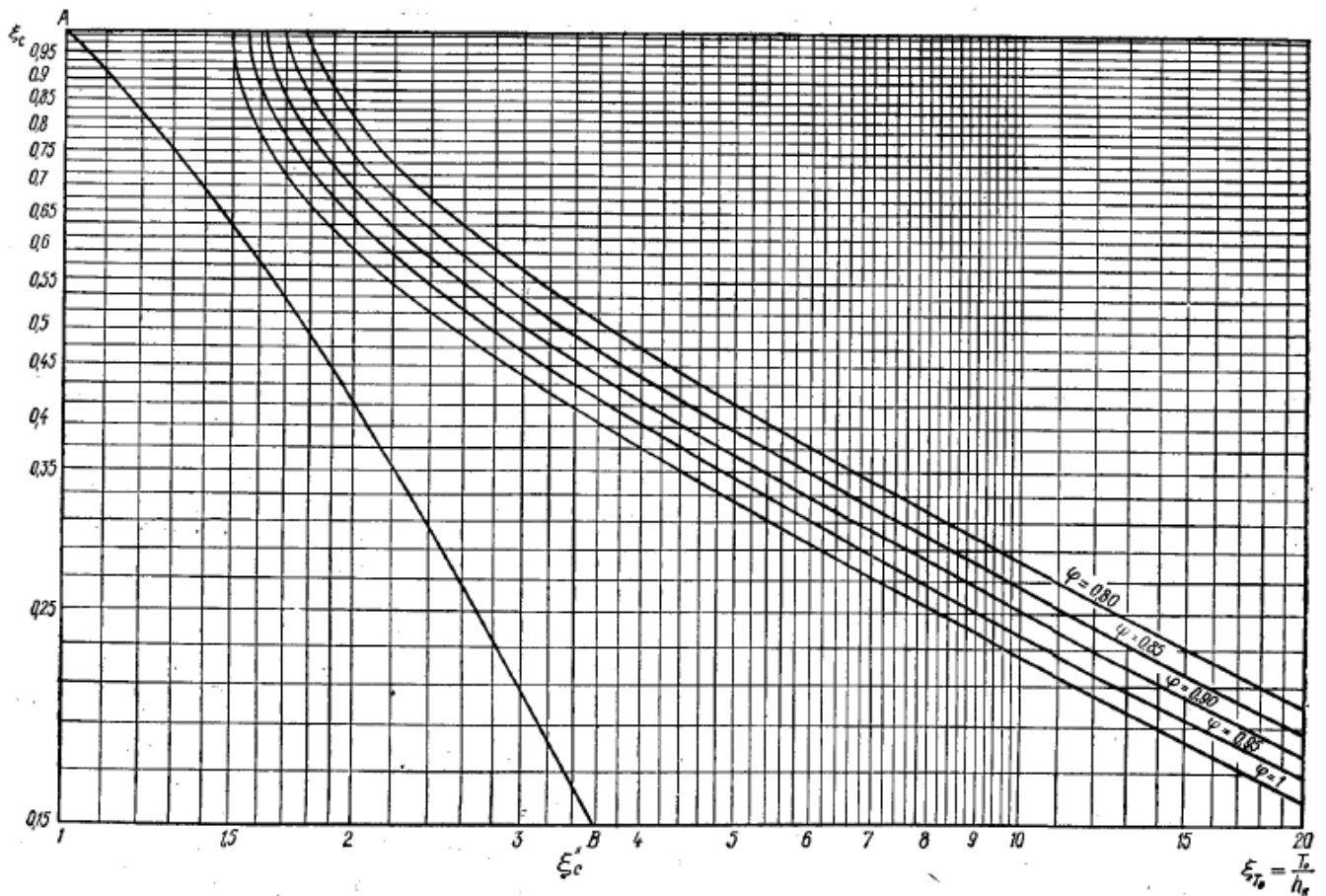


Рисунок 6.2 – График М.Д. Чертоусова

Т.к. в нижнем бьефе водосливной плотины получился отогнанный прыжок, т.е. относительно большая потенциальная энергия воды верхнего бьефа непосредственно за плотиной переходит в кинетическую энергию, в связи с чем скорости движения воды в нижнем бьефе резко увеличиваются. Наличие больших скоростей за плотиной приводит к необходимости крепить дно нижнего бьефа на большой протяженности, что может привести к большим экономическим затратам.

Т.к. плотина проектируется на полускальном основании и согласно СНиП 2.06.06.-85 «Плотины бетонные и железобетонные», принимаем носок-трамплин.

При сопряжении бьефов отбросом струи в конце водоброса следует предусматривать носок-трамплин, отбрасывающий поток воды в нижний бьеф на безопасное для сооружений расстояние. Определяют оптимальное высотное положение и угол наклона носка-трамплина, дальность отброса струи и глубины ямы размыва. Высота уступа a назначается из условия $a > h_{НБ\max}$ на основе технико-экономического анализа. Угол наклона носка α , обеспечивающий дальность отлёта струи от сооружения, составляет $25 - 35^\circ$.

Принимаем $a = 10,5\text{м}$; $\alpha = 35^\circ$, $h_{НБ\max} = 9,5\text{м}$.

Разность отметок

$$\nabla H_{oc} = a + \nabla \text{ДНО} = 10,5 + 8,0 = 18,5 \text{ м}; \quad (6.44)$$

$$Z_H = \nabla \text{НПУ} - \nabla H_{oc} = 57,0 - 18,5 = 38,5 \text{ м.}$$

Скорость схода

$$v_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 38,5} = 27,5 \text{ м/с}, \quad (6.45)$$

где φ – коэффициент скорости, принимаем $\varphi = 0,9$; Z_H – разность отметок.

Рассчитаем число Фруда

$$F_r = \frac{v_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{27,5^2}{9,81 \cdot 1,17} = 65,9, \quad (6.46)$$

где B_B – ширина водосливного фронта с учетом размеров быков;

Q_p – расчётный расход, равный максимальному расходу;

h_H – толщина воды на носке, рассчитываемая по формуле:

$$h_H = \frac{Q_p}{v_H \cdot B_B} = \frac{7107}{27,5 \cdot 220,0} = 1,17 \text{ м.} \quad (6.47)$$

Рассчитаем дальность отлёта, т.е. расстояние от уступа до входа в воду

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.48)$$

где Z_0 – разница в отметках между $\nabla \text{НПУ}$ и НБ_{\max} ;

Z_H – разница в отметках между $\nabla \text{НПУ}$ и ∇H_{oc} ;

φ – коэффициент скорости;

K_a – коэффициент, учитывающий влияние аэрации на дальность отлёта струи, при числе Фруда $F_r > 35$, $K_a = 0,8 \div 0,9$, принимаем $K_a = 0,9$.

$$Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \text{НБ}_{\max} = 57,0 - 17,5 = 39,5 \text{ м.} \quad (6.49)$$

Подставляем значения:

$$L = 0,9 \cdot 38,5 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 35) \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{39,5}{38,5} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 35}} \right) =$$

$$= 66,7 \text{ м.}$$

Глубина размыва свободно отброшенной струи

$$h_{\text{разм}} = t - h_{\text{НБmax}} = 23,0 - 9,5 = 13,5 \text{ м}, \quad (6.50)$$

где

$$\begin{aligned} t &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{F_r}) \cdot \sqrt{F_r} \cdot \sqrt{\frac{h_{\text{НБmax}}}{d}} \cdot h_H = \\ &= (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{65,9}) \cdot \sqrt{65,9} \cdot \sqrt{\frac{9,5}{1}} \cdot 1,17 = 23,0 \text{ м}. \end{aligned} \quad (6.51)$$

Угол входа струи под УНБ

$$\begin{aligned} \text{tg}\alpha_1 &= \sqrt{\text{tg}^2\alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{\text{НБmax}})}{v_H^2 \cdot \cos^2\alpha}} = \\ &= \sqrt{\text{tg}^2 35 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,17 \cdot \cos 35 + 10,5 - 9,5)}{27,5^2 \cdot \cos^2 35}} = 0,74. \end{aligned} \quad (6.52)$$

Расстояние от уступа до ямы максимально размыва

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg}\alpha_1} = 66,7 + \frac{23,0}{0,74} = 97,8 \text{ м}. \quad (6.53)$$

6.2.7 Построения профиля водослива по координатам Кригера – Офицерова

По проектному напору $H_{\text{пр}} = H_{\text{ст}}$ определяем координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Табличные координаты умножаются на $H_{\text{ст}}$. Расчеты сведем в таблицу 6.2.

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

№ точки	X	Y	№ точки	X	Y	№ точки	X	Y
1	0,00	0,88	13	8,40	2,76	25	16,80	12,60
2	0,70	0,25	14	9,10	3,33	26	17,50	13,72
3	1,40	0,05	15	9,80	3,95	27	18,20	14,85
4	2,10	0,00	16	10,50	4,63	28	18,90	16,02
5	2,80	0,04	17	11,20	5,35	29	19,60	17,23
6	3,50	0,19	18	11,90	6,11	30	20,30	18,48
7	4,20	0,42	19	12,60	6,91	31	21,00	19,77
8	4,90	0,70	20	13,30	7,76	32	21,70	21,09
9	5,60	1,02	21	14,00	8,65	33	22,40	22,45
10	6,30	1,39	22	14,70	9,58	34	23,10	23,84
11	7,00	1,79	23	15,40	10,56	35	23,80	25,26
12	7,70	2,25	24	16,10	11,57	36	24,50	26,73

Очертание оголовка плотины практического профиля представлено на рисунке 6.3.

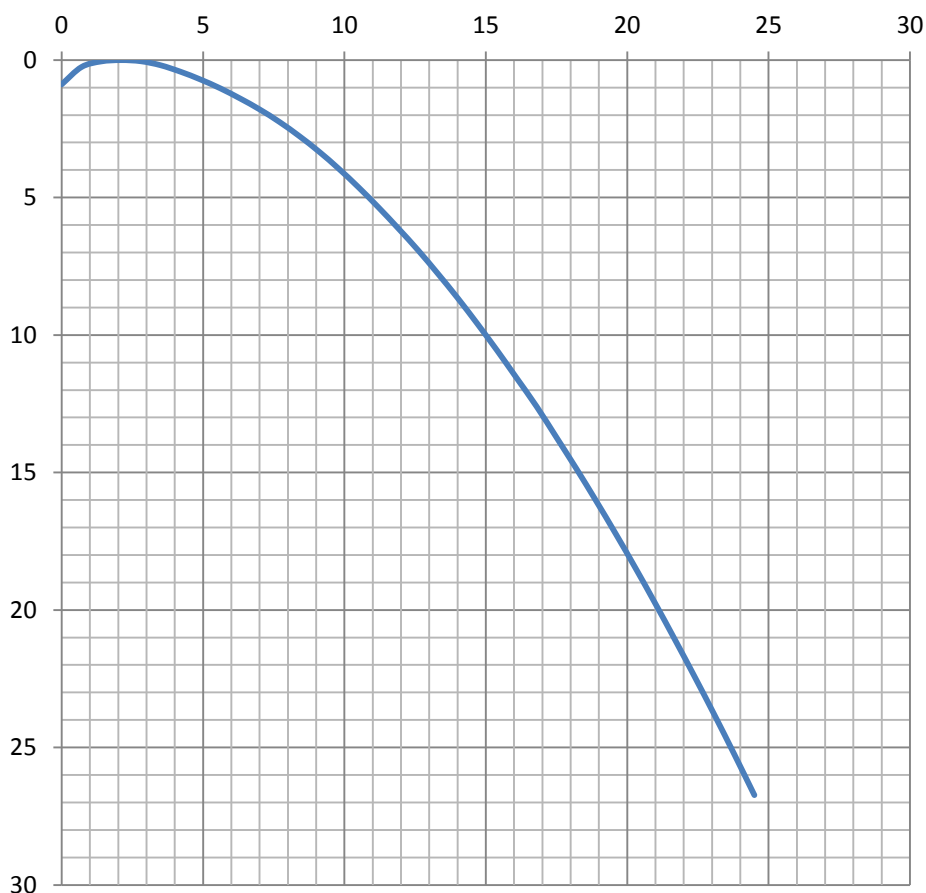


Рисунок 6.3 – Очертание оголовка плотины практического профиля

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 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.

Расстояние от отметки дна до отметки подошвы

$$V_{\text{под}} = V_{\text{дна}} - (2 \div 3) = 8,0 - 2,0 = 6,0 \text{ м}, \quad (6.54)$$

где заглубление подошвы плотины принимаем равной 2 м, тогда

$$h = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{под}} = 57,0 - 6,0 = 51,0 \text{ м}. \quad (6.55)$$

Исходя из практических решений, напорную грань выполняем вертикальную, следовательно, $n = 0$, а низовую грань с заложением 0,7, тогда:

$$B = h \cdot 0,7 = 51,0 \cdot 0,7 = 35,7 \approx 36 \text{ м.}$$

6.3.2 Разрезка плотины швами

В плотинах на скальном основании разрезку швами в основном производят по осям бычков, во избежание возможности заклинивания затворов. В данном курсовом проекте расстояние между температурно-осадочными швами составляет 28 метров.

6.3.3 Быки

Пазы рабочих затворов располагаем на линии гребня водослива, быки при этом выдвигаем в верхний бьеф.

Принимаем разрезной бык толщиной 4 метра.

6.3.4 Устои

При проектировании гидроузла в заданном створе установим разделительный устой, разделяющий водослив от стационарной бетонной плотины, а также сопрягающие устои.

6.4 Фильтрационные расчёты

Фильтрационные расчеты производят с целью обоснования размеров и очертания подземного контура, определения величины фильтрационного давления на флютбет, определения градиентов и скоростей фильтрационного потока при выходе его в нижний бьеф.

По СНиП 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные для гравитационных плотин на скальном основании рассчитаем фильтрацию для случаев нормальной работы противofильтрационных устройств и с нарушением их работы (рисунок 6.4).

В качестве противofильтрационных устройств используем цементационную завесу и дренажные устройства.

Расстояние от вертикальной грани плотины до цементационной завесы

$$l_{ц.з.} = (0,14 \div 0,25)B = 0,14 \cdot 36 \approx 5 \text{ м.} \quad (6.56)$$

Глубина цементационной завесы

$$h_{ц.з.} = (0,5 \div 0,8)H_{max} = 0,6 \cdot (57,0 - 11,6) \approx 28 \text{ м,} \quad (6.57)$$

где H_{max} - разница отметок НПУ и $\nabla УНБ_{min}$.

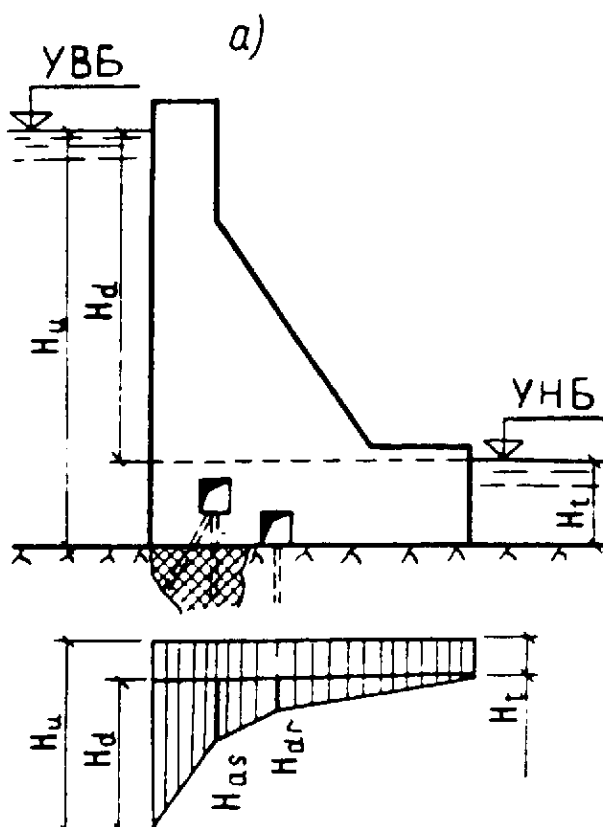


Рисунок 6.4– Эпюры пьезометрического напора по подошве плотины

Расстояние от цементационной завесы до дренажа

$$l_{др.} > 6 \text{ м,}$$

принимая равным 7 м.

Глубина дренажного устройства

$$h_{др.} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{ц.з.} = 0,6 \cdot 28 \approx 17 \text{ м.} \quad (6.58)$$

Основные значения при НПУ и нормальной работе противofильтрационных устройств

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4; \quad \frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2,$$

где $H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{min} = 57,0 - 11,6 = 45,4 \text{ м.}$

Тогда из соотношения фильтрационный напор составит

$$H_{as} = 45,4 \cdot 0,4 = 18,16 \text{ м;}$$

$$H_{dr} = 45,4 \cdot 0,2 = 9,08 \text{ м. ;}$$

Основные значения при ФПУ и нормальной работе противofильтрационных устройств

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,4; \quad \frac{H_{dr}}{H_d} = 0,2,$$

где $H_d = \nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{УНБ}_{max} = 58,0 - 17,5 = 40,5$ м.

Тогда из соотношения фильтрационный напор составит

$$H_{as} = 40,5 \cdot 0,4 = 16,20 \text{ м};$$

$$H_{dr} = 40,5 \cdot 0,2 = 8,1 \text{ м}.$$

Эпюры фильтрационного расчёта представлены в приложении Г.
Толщина противofильтрационной завесы

$$\delta_3 > \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{cr.m}} = \frac{27,24 \cdot 1,25}{15} = 2,3 \text{ м}, \quad (6.59)$$

где ΔH_3 - потери напора на цемзавесе;

γ_n - коэффициент надёжности;

$J_{cr.m}$ - критический градиент.

$$\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 45,4 - 18,16 = 27,24 \text{ м}.$$

6.5 Статические расчёты плотины

6.5.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчеты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного и особого сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. При особом сочетании нагрузок учитываются нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные и одна из особых. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях отдельно для строительного и эксплуатационного периодов. Коэффициент надежности по нагрузке при расчете плотин принимается по СНиП 33-01-2003.

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.

6.5.2 Вес сооружения и механизмов

Площади и точки приложения найдены с помощью программы AutoCAD 2011.

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

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1013,9 \cdot 24 \cdot 9,81 \cdot 2400}{24 + 4} = 20461,1 \text{ кН/м}, \quad (6.60)$$

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

$b = 24 \text{ м}$ – ширина пролета,

$\delta_{\text{б}} = 4 \text{ м}$ – толщина быка.

Площадь поперечного сечения плотины

$$S_{\text{пл}} = 1013,9 \text{ м}^2.$$

Точка приложения равнодействующей $G_{\text{пл}}$

$$Y_{\text{пл}} = -4,46 \text{ м}.$$

Вес быка и точку его приложения определим аналогичным образом

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1291,1 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2400}{24 + 4} = 4342,5 \text{ кН/м}. \quad (6.61)$$

Площадь поперечного сечения быка

$$S_{\text{б}} = 1291,1 \text{ м}^2.$$

Точка приложения равнодействующей $G_{\text{б}}$

$$Y_{\text{б}} = -6,18 \text{ м}.$$

Вес затвора

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \cdot \sqrt{f \cdot g} = 0,055 \cdot 180,0 \cdot \sqrt{180,0 \cdot 9,81} = 416,0 \text{ кН}, \quad (6.62)$$

где f – площадь затвора

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (57,0 - 50,0 + 0,5) \cdot 24 = 180,0 \text{ м}^2. \quad (6.63)$$

Приведённый вес затвора на 1 п.м.

$$q_3^{\text{прив}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{416,0}{24 + 4} = 14,9 \text{ кН/м.} \quad (6.64)$$

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

6.5.3 Сила гидростатического давления

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

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды

1) с ВБ

$$T_B = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 51,0^2}{2} = 12757,9 \text{ кН/м,} \quad (6.65)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 57,0 - 6 = 51,0 \text{ м.}$

$$T'_B = \frac{\rho_w g h_1'^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 52,0^2}{2} = 13263,1 \text{ кН/м,}$$

где $h_1' = \nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 58,0 - 6,0 = 52,0 \text{ м.}$

2) с НБ

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 5,6^2}{2} = 153,8 \text{ кН/м,}$$

где $h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 11,6 - 6,0 = 5,6 \text{ м.}$

$$T'_H = \frac{\rho_w g h_2'^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 11,5^2}{2} = 615,3 \text{ кН/м,}$$

где $h_2' = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{под}} = 17,5 - 6,0 = 11,5 \text{ м.}$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды отсутствует, т.к. со стороны верхнего и нижнего бьефов вертикальные напорные грани.

6.5.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном случае и от

максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для поверочного случая.

Ординаты эпюр определяются по формулам

$$p_{\text{взв}} = \rho_w g h_1 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 5,6 = 54,9 \text{ кН/м}^2, \quad (6.66)$$

где $h_1 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{Под}} = 11,6 - 6,0 = 5,6 \text{ м}$.

$$p'_{\text{взв}} = \rho_w g h'_1 = 1000 \cdot 9,81 \cdot 11,5 = 112,8 \text{ кН/м}^2,$$

где $h'_1 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{Под}} = 17,5 - 6,0 = 11,5 \text{ м}$.

Сила взвешивающего давления равна площади эпюры взвешивающего давления для данного расчетного случая.

$$W_{\text{взв}} = \rho_w g S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 5,6 \cdot 36,0 = 1977,7 \text{ кН/м}, \quad (6.67)$$

$$W'_{\text{взв}} = \rho_w g S'_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 11,5 \cdot 36,0 = 4061,3 \text{ кН/м}.$$

6.5.5 Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления была рассчитана ранее, запишем полученные значения для основного и поверочных случаев:

$S_{\text{эп}}, S'_{\text{эп}}$ — рассчитана в программе AutoCad.

$$W_{\text{фосн}} = \rho_w g S_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 363,2 = 3563,0 \text{ кН/м}, \quad (6.68)$$

$$W_{\text{фпов}} = \rho_w g S'_{\text{эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 324,0 = 3178,4 \text{ кН/м}.$$

6.5.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} t g^2 (45 - \varphi_{\text{н}}/2) = 13 \cdot 2 \cdot t g^2 (45 - 20/2) = 12,7 \text{ кН/м}^2,$$

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

$h_{\text{н}}$ — толщина слоя наносов, принимается от уровня заилиения до дна; пригрузочного слоя 2м;

$\varphi_{\text{н}} = (20 - 22^\circ)$ — угол внутреннего трения наносов. Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.

$$E_{\text{н}} = (p_{\text{н}} h_{\text{н}})/2 = (12,7 \cdot 2)/2 = 12,7 \text{ кН/м}. \quad (6.69)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом

$$p_1 = \gamma_H \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right), \quad (6.70)$$

где $\varphi_{гр}$ - угол внутреннего трения грунта основания, для известкового туфа $\varphi_{гр} = 30^\circ$;

c - сцепление грунта, для известкового туфа $c = 120$ кН/м².

$$p_1 = 13 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{30}{2} \right) - 2 \cdot 120 \cdot tg \left(45 - \frac{30}{2} \right) = -129,9 \text{ кН/м}^2;$$

$$p_2 = (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{взв1} \cdot h_1) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) =$$

$$= (13 \cdot 2 + 10,0 \cdot 2) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{30}{2} \right) - 2 \cdot 120 \cdot tg \left(45 - \frac{30}{2} \right) = -123,2 \text{ кН/м}^2,$$

где $\gamma_{взв1} = \gamma_{сух} - (1 - n) \cdot \gamma_w = 18,0 - (1 - 0,20) \cdot 10 = 10,0$ кН/м²,

$n = 0,20$ - пористость грунта,

$h_1 = 2$ м - высота пригрузочного слоя,

$\gamma_{сух} = 18,0$ кН/м², для известкового туфа.

Активное давление грунта отсутствует.

6.5.7 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном случае

$$W_{волн} = 0,5 \rho_w g h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) =$$

$$= 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,96 \cdot \left(\frac{23,4}{3,14} + \frac{0,64}{2} \right) = 74,7 \text{ кН/м}, \quad (6.71)$$

где $h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,96^2}{23,4} = 0,51$ м.

Равнодействующая волнового давления при поверочном случае

$$W'_{волн} = 0,5 \rho_w g h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) =$$

$$= 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,09 \cdot \left(\frac{12,25}{3,14} + \frac{0,30}{2} \right) = 21,66 \text{ Н/м},$$

где $h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,09^2}{12,25} = 0,30$ м.

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{23,4}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,96 = 2,99 \text{ м.} \quad (6.72)$$

при ФПУ

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{12,25}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,09 = 1,54 \text{ м.}$$

6.6 Расчёт прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчет плотины высотой до 60м будем вести без учета температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений, в расчете плотины принимаем сжимающие напряжения как господствующие, следовательно, со знаком «-».

Для удобства расчета составим таблицу 6.3, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Таблица 6.3 – Нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Основной случай			Поверочный случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
T_B	1	→	12757,9	17,0	216884	13263,1	17,33	229850
T_H	1	←	153,8	-1,87	-288	615,3	-3,83	-2357
$G_{пл}$	0,95	↓	19438	-4,46	-86693	19438	-4,46	-86693
$G_б$	0,95	↓	4125,4	-6,18	-25495	4125,4	-6,18	-25495
$W_{взв}$	1	↑	1977,7	0	0	4061,3	0	0
W_ϕ	1	↑	3563	8,94	31853	3178,4	8,93	28383
E_H	1,2	→	15,2	2,66	40	15,2	2,66	40
$W_{волн}$	1	→	74,7	48,01	3586	21,7	50,46	1095
Q_3	1	↓	14,9	-16,02	-239	14,9	-16,02	-239
$\sum R=N$		↓↑		18037,6			16338,6	
$\sum W=F$		→←		12694			12684,7	
		$\sum M$		139650			144584	

Выполни 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

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b_d} + \frac{6\sum M}{b_d^2} = -\frac{18037,6}{36,0} + \frac{6 \cdot 139650}{36,0^2} = +145 \text{ кПа.} \quad (6.73)$$

Из расчета следует что в теле плотины возникают растягивающие напряжения, что не соответствует критериям прочности плотины. Для выполнения данного условия увеличим ширину подошвы и выполним расчет аналогичным методом.

Принимаем ширину подошвы равным 45,0 м.

Выполним аналогичный расчёт нагрузок, зависящий от ширины подошвы основания

$$G_{пл} = \frac{1128,2 \cdot 24 \cdot 9,81 \cdot 2400}{24 + 4} = 22767,7 \text{ кН/м.}$$

Площадь поперечного сечения плотины

$$S_{пл} = 1128,2 \text{ м}^2; \quad Y_{пл} = -6,44 \text{ м.}$$

Вес бычка

$$G_b = \frac{S_b \cdot \delta_b \cdot g \cdot \rho_b}{b + \delta_b} = \frac{1474,4 \cdot 4 \cdot 9,81 \cdot 2400}{24 + 4} = 4959,1 \text{ кН/м};$$

Площадь поперечного сечения бычка

$$S_b = 1474,4; \quad Y_b = -9,31 \text{ м.}$$

Сила взвешивающего давления

$$W_{взв} = \rho_w g S_{эп} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 5,6 \cdot 45,0 = 2472,1 \text{ кН/м}$$

$$W'_{взв} = \rho_w g S'_{эп} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 11,5 \cdot 45,0 = 5076,7 \text{ кН/м.}$$

Сила фильтрационного давления

$$W_{фосн} = \rho_w g S_{эп} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 404,1 = 3964,2 \text{ кН/м,}$$

$$W_{фпов} = \rho_w g S'_{эп} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 360,4 = 3535,5 \text{ кН/м.}$$

Составим таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Основной случай			Поверочный случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м	Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
2	3	4	5	6	7	8	9	10
T_B	1	→	12757,9	17,0	216884	13263,1	17,33	229850
T_H	1	←	153,8	-1,87	-288	615,3	-3,83	-2357
$G_{пл}$	0,95	↓	21629,3	-6,44	-139293	21629,3	-6,44	-139293
$G_б$	0,95	↓	4711,1	-9,31	-43860	4711,1	-9,31	-43860
$W_{взв}$	1	↑	2472,1	0	0	5076,7	0	0
$W_ф$	1	↑	3964,2	11,22	44478	3535,5	11,28	39880
E_H	1,2	→	15,2	2,66	40	15,2	2,66	40
$W_{волн}$	1	→	88,9	46,0	4089	21,7	48,0	1040
Q_3	1	↓	14,9	-16,02	-239	14,9	-16,02	-239
$\sum R=N$		↓↑		19919,0			17743,1	
$\sum W=F$		→←		12708,2			12684,7	
		$\sum M$		81813			85064	

Сбор нагрузок при основном и поверочном случае представлены в приложениях Д и Е.

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b_d} + \frac{6\sum M}{b_d^2} = -\frac{19919,0}{45,0} + \frac{6 \cdot 81813}{45,0} = -200 \text{ кПа}.$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2) = -200 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 51,0 \cdot 1 = \\ &= -500,3 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.74)$$

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

$$H_d^u = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 57,0 - 6,0 = 51,0 \text{ м}. \quad (6.75)$$

Касательные напряжения у верховой грани

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) m_u = (9,81 \cdot 51,0 - 200) \cdot 0 = 0, \quad (6.76)$$

Главные сжимающие напряжения

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -200 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 51,0 \cdot 0^2 = \\ &= -200 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.77)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -9,81 \cdot 51,0 = -500,3 \text{ кПа}, \quad (6.78)$$

Нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верховой грани

$$\begin{aligned}\sigma_c^u &= \frac{(1 + m_u^2)}{2} \left\{ \sigma_y^u [\cos 2(\alpha - \delta) + 1] + \gamma_w h \left[\cos 2(\alpha - \delta) - \frac{1 - m_u^2}{1 + m_u^2} \right] \right\} = \\ &= \frac{(1+0^2)}{2} \cdot \left\{ -200 \cdot [\cos 2(0 - 0) + 1] + 9,81 \cdot 2 \cdot \left[\cos 2(0 - 0) - \frac{1-0}{1+0} \right] \right\} = \\ &= -200 \text{ кПа} .\end{aligned}$$

- для низовой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b_d} - \frac{6\Sigma M}{b_d^2} = -\frac{19919,0}{45,0} - \frac{6 \cdot 81813}{45,0^2} = -685,0 \text{ кПа}, \quad (6.79)$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам

$$\begin{aligned}\sigma_x^t &= \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = -685,0 \cdot 0,88^2 - 9,81 \cdot 5,6 \cdot (1 - 0,88^2) = \\ &= -518,0 \text{ кПа},\end{aligned} \quad (6.80)$$

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

$$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\min}} - \nabla_{\text{под}} = 11,6 - 6,0 = 5,6 \text{ м}.$$

Касательные напряжения на низовой грани

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) m_t = -(9,81 \cdot 5,6 - 685,0) \cdot 0,88 = 554,5 \text{ кПа}, \quad (6.81)$$

Главные напряжения

$$\begin{aligned}\sigma_3^t &= \sigma_y^t (1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = -685,0 \cdot (1 + 0,88^2) + 9,81 \cdot 5,6 \cdot 0,88^2 = \\ &= -1172,9 \text{ кПа},\end{aligned} \quad (6.82)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -9,81 \cdot 5,6 = -54,9 \text{ кПа}.$$

Особое сочетание нагрузок.

- для верховой грани

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам

$$\sigma_y^u = -\frac{17743,1}{45,0} + \frac{6 \cdot 85064}{45,0^2} = -142 \text{ кПа},$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам

$$\sigma_x^u = -142,0 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 52,0 \cdot (1 - 0^2) = -510,1 \text{ кПа},$$

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

$$H_d^u = \nabla_{\text{ФПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 58,0 - 6,0 = 52,0 \text{ м.}$$

Касательные напряжения у верховой грани

$$\tau_{xy}^u = (9,81 \cdot 52,0 - 142,0) \cdot 0 = 0 ,$$

Главные напряжения

$$\sigma_1^u = -142,0 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 52,0 \cdot 0^2 = -142,0 \text{ кПа};$$

$$\sigma_3^u = -9,81 \cdot 52,0 = -510,1 \text{ кПа.}$$

Нормальные напряжения на площадках контактного сечения у верховой грани

$$\begin{aligned} \sigma_c^u &= \frac{(1+0^2)}{2} \cdot \left\{ -142,0 \cdot [\cos 2(0 - 0) + 1] + 9,81 \cdot 2 \cdot \left[\cos 2(0 - 0) - \frac{1-0}{1+0} \right] \right\} = \\ &= -142,0 \text{ кПа.} \end{aligned}$$

для низовой грани:

Нормальные напряжения по горизонтальным площадкам

$$\sigma_y^t = -\frac{17743,1}{45,0} - \frac{6 \cdot 85064}{45,0^2} = -646,3 \text{ кПа ,}$$

Нормальные напряжения по вертикальным площадкам

$$\sigma_x^t = -646,3 \cdot 0,88^2 - 9,81 \cdot 11,5 \cdot (1 - 0,88^2) = 525,9 - \text{ кПа ,}$$

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

$$H_d^t = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{max}}} - \nabla_{\text{под}} = 17,5 - 6,0 = 11,5 \text{ м.}$$

Касательные напряжения на низовой грани

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 11,5 - 646,3) \cdot 0,88 = 469,5 \text{ кПа ,}$$

Главные напряжения

$$\sigma_3^t = -646,3 \cdot (1 + 0,88^2) + 9,81 \cdot 11,5 \cdot 0,88^2 = -1065,4 \text{ кПа ,}$$

$$\sigma_1^t = -9,81 \cdot 11,5 = -112,8$$

Составим таблицу 6.5 для полученных напряжений.

Таблица 6.5 – Краевые напряжения в горизонтальных сечениях плотины

Напорная грань		Низовая грань	
Основное сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
σ_y^u	-200	σ_y^t	-685,0
σ_x^u	-500,3	σ_x^t	-518,0
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	554,5
σ_1^u	-200	σ_3^t	-1172,9
σ_3^u	-500,3	σ_1^t	-54,9
σ_c^u	-200		
Особое сочетание нагрузок			
Напряжение	кПа	Напряжение	кПа
σ_y^u	-142,0	σ_y^t	-646,3
σ_x^u	-510,1	σ_x^t	-525,9
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	469,5
σ_1^u	-142,0	σ_3^t	-1065,4
σ_3^u	-510,1	σ_1^t	-112,8
σ_c^u	-142,0		

6.7 Оценка прочности плотины

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

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \gamma_{1c} |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} R_b, \quad (6.83)$$

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

γ_{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);

σ_{max} – максимальное главное напряжение,

$R_b = 6000$ Па – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В 10;

γ_{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 низовой грани

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-1172,9| \leq 6000 \cdot 1,0;$$

$$1466,1 \leq 6000;$$

- для напорной грани

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-500,3| \leq 6000 \cdot 1,0;$$

$$625,4 \leq 6000 .$$

для особого сочетания нагрузок:

-для низовой грани

$$1,25 \cdot 0,9 \cdot |-1065| \leq 6000 \cdot 1,1;$$

$$1198,1 \leq 6600 ;$$

-для верховой грани

$$1,25 \cdot 0,9 \cdot |-510,1| \leq 6000 \cdot 1,1;$$

$$573,8 \leq 6600 .$$

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений

$$\sigma_y^u < 0,$$

для основного сочетания нагрузок

$$-200 < 0.$$

для особого сочетания нагрузок

$$-142,0 < 0.$$

3) В зоне верховой грани плотины

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25\gamma_w H_d^u ,$$

для основного сочетания нагрузок

$$|-200| \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 51,0;$$

$$200 \geq 125,1.$$

для особого сочетания нагрузок

$$|-142,0| \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 52,0;$$

$$142 \geq 127,5 .$$

4) В контактном сечении

$$\sigma_c^u \leq 0 ,$$

для основного сочетания нагрузок

$$-200 \leq 0.$$

для особого сочетания нагрузок

$$-142 \leq 0.$$

5) Под всей плотиной

$$\sigma_y^{max} \leq [\sigma_0]_h,$$

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

$$[\sigma_0]_h = [\sigma_0] = 20 \text{ МН/м}^2 ,$$

где $[\sigma_0] = 20 \text{ МН/м}^2$ – допускаемые напряжения на сжатие для скального основания.

для основного сочетания нагрузок

$$-685,0 \leq 20000.$$

для особого сочетания нагрузок

$$-646,3 \leq 20000.$$

Все условия выполняются.

6.8 Расчёт устойчивости плотины

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.84)$$

где γ_n – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый 1,25 ,

γ_{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),

γ_{cd} – коэффициент условий работы ($\gamma_{cd} = 0,95$ – при расчете плотины на сдвиг на скальном основании),

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

$$R = (G_{пл} + G_6 + Q_3 - W_\phi - W_{взв}) \cdot \operatorname{tg}\varphi + c \cdot \omega, \quad (6.84)$$

где ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п.м $\omega = B_n \cdot 1 = 45 \cdot 1 = 45 \text{ м}^2$;

c – сцепление грунта основания, $c = 120 \text{ кН/м}^2$;

F – сдвигающая сила

$$F = T_B - T_H - E_a + W_{волн} + E_H. \quad (6.85)$$

для основного сочетания нагрузок

$$R = 19919 \cdot \operatorname{tg}30 + 45 \cdot 120 = 16900,2 \text{ Н/м},$$

$$F = \sum W = 12708,2 \text{ Н/м},$$

$$\frac{16900,2 \cdot 0,95}{12708,2 \cdot 1} = 1,26 \geq 1,25.$$

для особого сочетания нагрузок

$$R = 17743,1 \cdot \operatorname{tg}30 + 45 \cdot 120 = 15644,0 \text{ Н/м},$$

$$F = \sum W = 17610,6 \text{ Н/м}.$$

$$\frac{15644,0 \cdot 0,95}{12684,7 \cdot 0,9} = 1,30 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет требованиям прочности и устойчивости.

7 Техника безопасности. Мероприятия по охране природы

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

На основании Федерального закона №117, одной из важнейших задач службы эксплуатации ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС, в особенности прорыв напорного фронта, могут быть катастрофическими не только для региона, но и для всего государства. Поэтому обеспечение безопасности ГЭС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы эксплуатации по обеспечению безопасности ГЭС регулируется Федеральным законом «О безопасности гидротехнических сооружений». Одним из основных требований закона «О безопасности ГЭС» является соблюдение декларации безопасности ГЭС, составом которой определяется специальным Положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации безопасности ГЭС, осуществление ее государственной экспертизы и является обязательным для ГЭС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Наибольшая нагрузка и ответственность за обеспечение безопасности ГЭС лежит на собственнике гидроэлектростанции. Гидротехнические сооружения ГЭС должны быть оснащены специальной контрольно-измерительной аппаратурой (КИА) в соответствии с проектом, и в состав эксплуатационного персонала должны входить специальные подразделения, задача которых – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГЭС на основе анализа величин контролируемых показателей. На небольших ГЭС натурные наблюдения проводит группы, входящие в состав одного из эксплуатационных подразделений, либо наблюдения ведет специализированная организация.

7.2 Техника безопасности

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Строительным нормам и правилам (СНиП).

Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям Речного регистра Российской Федерации, Российского регистра гидротехнических сооружений. Федеральному закону «Об основах охраны труда в Российской Федерации».

Федеральному закону «О безопасности гидротехнических сооружений», Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Госгортехнадзора России, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Межотраслевым правилам по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, Правилам устройства электроустановок, Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности и производственной санитарии при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда и производственной санитарии должен осуществлять технический руководитель ГЭС, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Надзор за соблюдением правил по охране труда, технике безопасности и производственной санитарии персоналом гидроэлектростанций осуществляют органы государственной власти, уполномоченные в соответствующих областях деятельности.

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

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

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные,

монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, действующих введенных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), Стандарта, стандартов организации (инструкций) ГЭС.

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам труда при эксплуатации гидротехнических сооружений, в том числе по электро, пожаро, взрывобезопасности при выполнении технических работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

1. оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
2. допуск к работе;
3. надзор во время работы;
4. оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

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

Работы на гидротурбинном, электрическом, механическом оборудовании и на ГТС, требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, проводятся по нарядам-допускам и распоряжениям. Работы, не требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест, могут выполняться по распоряжению.

В инструкции ГЭС должны быть включены требования к мерам безопасности, безопасной организации работ и охране труда при работах:

- по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование;
- по эксплуатации ГТС;
- по техническому обслуживанию бетонных ГТС;
- по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов;
- по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений;
- по расчистке водных объектов и сооружений от сора;

- по пропуску половодных и паводковых расходов воды через сооружения;
- по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа;
- по расчистке водохранилищ от наносов;
- на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период;
- на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы);
- по обслуживанию иных объектов ГЭС.

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

Рабочие инструкции по охране труда должны быть разработаны для всех подразделений.

7.3 Противопожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в «Правилах пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД 153-34.0-03.301-2000, утвержденных РАО «ЕЭС России» и согласованных с ГУГПС МВД России».

При проектировании ГЭС в соответствии с нормативными требованиями должны быть определены категории зданий и сооружений по взрывопожарной опасности, а также разработаны мероприятия по оснащению помещений и оборудования средствами автоматической пожарной сигнализации (ПС) и средствами автоматического пожаротушения (АПТ).

Оснащение помещений и оборудования средствами автоматического пожаротушения и средствами пожарной сигнализации должно обеспечивать выдачу сигнала о пожаре с указанием конкретного помещения, иметь датчики обнаружения возгорания, от которых должны выдаваться сигналы на открытие запорно-пусковых органов подачи воды и срабатывании системы пожаротушения на центральный пульт управления.

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

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

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), 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.

7.4 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС

Система противопожарного водоснабжения на ГЭС должна быть самостоятельной. Выполнение наружной и внутренней систем противопожарного водоснабжения определяется проектом.

Объектами водяного пожаротушения на проектируемой ГЭС являются:

- гидрогенераторы СВ-1260/185-80УХЛ4– 6 шт;
- силовые трансформаторы ТДЦ-400000/220 – 3 шт;
- кабельные сооружения КРУЭ 220кВ;

Так как станция средненапорная забор воды осуществляется из нижнего бьефа с помощью двух самостоятельных насосных станций. Внутренний противопожарный водопровод предусматривается кольцевым с установкой на нем пожарных кранов и необходимой запорной арматурой.

При возникновении пожара запуск насосов в насосных станциях автоматического пожаротушения производится автоматически по падению давления в системе при открывании любого пожарного крана и дистанционно со щита управления.

На генераторах ГЭС в случае возгорания обмоток статора в результате КЗ устанавливаются защиты, которые автоматически сигнализируют о наличии возгорания.

В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора монтируется трубопровод, с которого вертикально устанавливаются трубопроводы (на высоту трансформатора) с распылителями. Включение установки пожаротушения трансформаторов должно производиться только на поврежденные фазы. В качестве огнегасящего вещества используется вода. Трансформаторы в случае возникновения пожара оборудованы аварийными клапанами слива масла и специальными емкостями для масла – «маслоуловителями или маслоприемниками».

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а так же автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

7.5 Мероприятия по охране природы

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, влияние на окружающую среду оказывает гидроузел в целом, как составная часть нового природно-технологического комплекса.

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:

1. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002г.;
2. Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001г.;
3. Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006г.;
4. Лесной кодекс РФ № 200-ФЗ от 04.12.2006г.;
5. ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999г.;
6. Федеральный закон об отходах производства и потребления № 89-ФЗ от 24.06.1998г.;
7. Федеральный закон «О животном мире» № 52 ФЗ от 13.12.1996г.

Водоохранные мероприятия разбиты на три группы:

1. Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.
2. Создание водоохранной зоны вокруг водохранилища.
3. Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции.
 - 3.1. Воздействия гидротехнических станций на природную среду в строительный период

Воздействия на среду, оказываемые в строительный период могут быть подразделены на две основные группы:

1. выявляемые и планируемые на стадии проектирования;
2. плохо определяемые и неопределенные, проявляющиеся непосредственно в ходе строительства.

Первую группу составляют детерминированные антропогенные изменения и отнесенные условно к первому уровню. Все эти изменения прогнозируемы с той или иной степенью точности, которая определяется на основе исходной информации. В проекте ГЭС обычно удается установить направленность и закономерность основных абиотических факторов (затопление земель, изменение влажности, температуры воды и др.) для рассматриваемого климатического района.

Могут иметь место антропогенные воздействия, проявляющиеся в строительный период и не поддающиеся оценке или прогнозу.

К ним относятся акустические, пылевые и прочие загрязнения атмосферы; временные загрязнения вод стоками от предприятий, возможные до сдачи очистных сооружений.

Одним из видов воздействия на водные объекты является тепловое загрязнение, связанное с характером выполняемых работ, механизмами, сбросами теплых вод от всех служб промышленной базы строительства. Для предупреждения подобных загрязнений требуется, чтобы строительномонтажные работы велись наиболее прогрессивными методами, устраняющими попадание или утечку загрязняющих веществ. необходимо создавать отстойные пруды и другие мероприятия, чтобы помещать проникновения в водотоки загрязненной воды, особенно от бетонных заводов.

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

Производства работ при возведении плоти, ГЭС и других сооружений гидроэнергоузла вызывает иногда акустическое загрязнение. транспортировка материалов по дорогам, взрывные работы, сортировка песчано-гравийной смеси для приготовления бетона на бетонных заводах, дробление материалов, бурение скалы, бетона, а также некоторые другие процессы, являются активными источниками акустического загрязнения, превышающего в отдельных случаях на значительном расстоянии от источников 100 Дб. Влияние акустических воздействий на животный мир района строительства и гидрофану водотока остается еще недостаточно исследованным.

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

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

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

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

7.6 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;
- мониторинг водоохраных зон;
- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению. В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- 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 нечистоты 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.

В местах захоронений необходимость тех или иных мероприятий по подготовке территорий кладбищ к затоплению и переносу определяется абсолютной отметкой местности. Согласно СанПиН 3907-85 (Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985г.) подлежат переносу кладбища, расположенные в пределах зоны сработки водохранилища и на 2 м ниже УМО. Все работы по санитарной подготовке территорий кладбищ к перезахоронениям должны проводиться с выполнением мероприятий по обеззараживанию почв, инструментов, механизмов, с соблюдением санитарных норм и техники безопасности.

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 требований (примечание к п.3.3.2. санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985г.).

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.

7.7 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 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);
- 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.

7.8 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение турбинного, трансформаторного, гидравлического, индустриального и компрессорного масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Так же, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

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

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

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

– регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;

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

– при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;

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

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) масел и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций (ПДК).

План мероприятий по охране окружающей среды указан в таблице 7.1.

Таблица 7.1– План мероприятий по охране окружающей среды

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

8 Оценка объемов реализации энергии и расходов

8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Объем реализации электроэнергии это величина (МВт/ч) определяющая количество проданной электроэнергии за период времени.

Так как электроэнергию невозможно накопить, в каждый момент времени должен осуществляться баланс энергии в энергосистеме в связи с этим, ее реализация происходит по факту потребления, поэтому рынок электроэнергии разделен на: «Рынок регулируемых договоров», «Рынок на сутки вперед» и «Балансирующий рынок».

Оценка объемов продаж в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	2024	2025
Установленная мощность, МВт	812	812
Число часов использования установленной мощности	7250	7250
Выработка электроэнергии, МВт*ч	5881200	5881200
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1	1
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт*ч	58812	58812
Объем реализации электроэнергии, МВт*ч	5822388	5822388
Тариф на электроэнергию, руб./МВт*ч	1211	1243
Выручка от реализации электроэнергии, тыс.руб.	587576	603102
НДС к выручки, тыс.руб.	89630	91999

График выручки от реализации электроэнергии за весь период действия проекта представлен на рисунке 8.1.

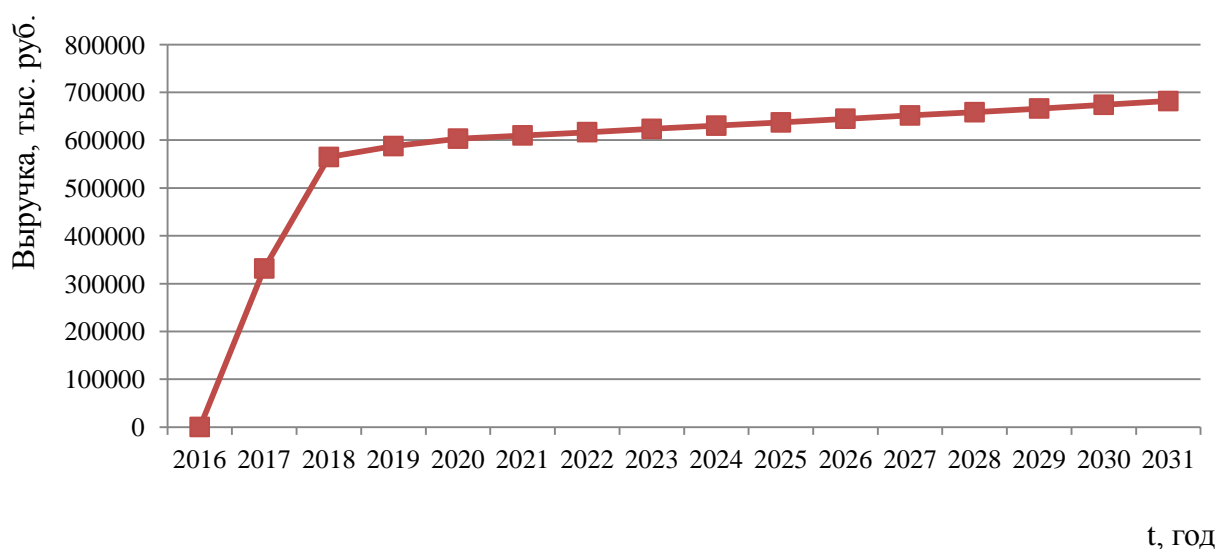


Рисунок 8.1 – Выручка от реализации электроэнергии

8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполняем на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2016 – 2041гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 08.02.16 г. №92) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- водный налог.

Амортизационные отчисления рассчитываем, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,21%.

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

Период расчета в программе 240 месяцев, период окупаемости 73 месяца.

Эксплуатационные расходы на уровне цен первого квартала 2016 года представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Расходы на оплату труда	243,8	685165,6
Прочие расходы	264,0	214368,0
Итого	507,8	412333,6

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов (таблица 8.3).

Таблица 8.3 – Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,040
От 6 до 15 лет	0,060
От 16 до 25 лет	0,080
Свыше 25 лет	0,100

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС (таблица 8.4), по данным единых сценарных условий РусГидро 2016 года.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	107,81	87455,47
ОАО АТС (администратор торговой системы)	1,107	7766,36
ОАО ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,310	2174,86
Итого		97396,69

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Уса, составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу с 2018 г. по 2022 г. приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Амортизационные отчисления, млрд.руб	0,62	3,56	22,06	68,79	82,20	89,62
Расходы на страхование, млрд.руб	0,89	2,61	7,16	17,17	18,93	19,36
Эксплуатационные затраты, млрд.руб	0,00	0,00	0,00	0,00	126,61	210,16
Расходы на ремонт производственных фондов, млрд.руб	0,19	0,54	1,49	4,22	5,33	5,45
Расходы на услуги регулирующих компаний, млрд.руб	0,00	0,00	0,00	0,00	57,97	96,24
Налог на воду, млрд.руб	0,00	0,00	0,00	0,00	17,64	32,87
Итого, млрд.руб	1,70	6,72	30,72	90,18	308,68	453,70

Структура текущих затрат представлена на рисунке 8.2.

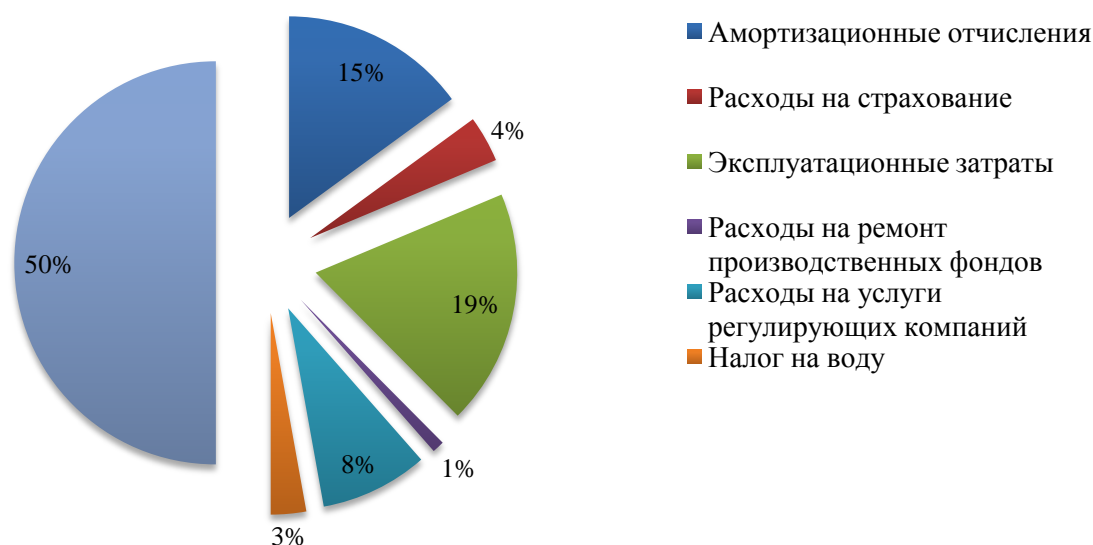


Рисунок 8.2 – Структура текущих затрат, %

8.3 Налоговые расходы

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

Учитываем 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 на 1 тыс. кВт*ч – 4,8 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в разделе 1.2.

Предполагаемые налоговые расходы с начала реализации проекта приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль	573,91	1328,07	1421,94	1461,68	1481,69
НДС	286,97	1190,39	1315,38	1350,73	1368,35
Взносы в социальные фонды	6,19	6,67	6,67	6,67	6,67
Налог на имущество	35,20	36,98	38,79	36,43	34,25

Динамика налоговых платежей показана на рисунке 8.3.

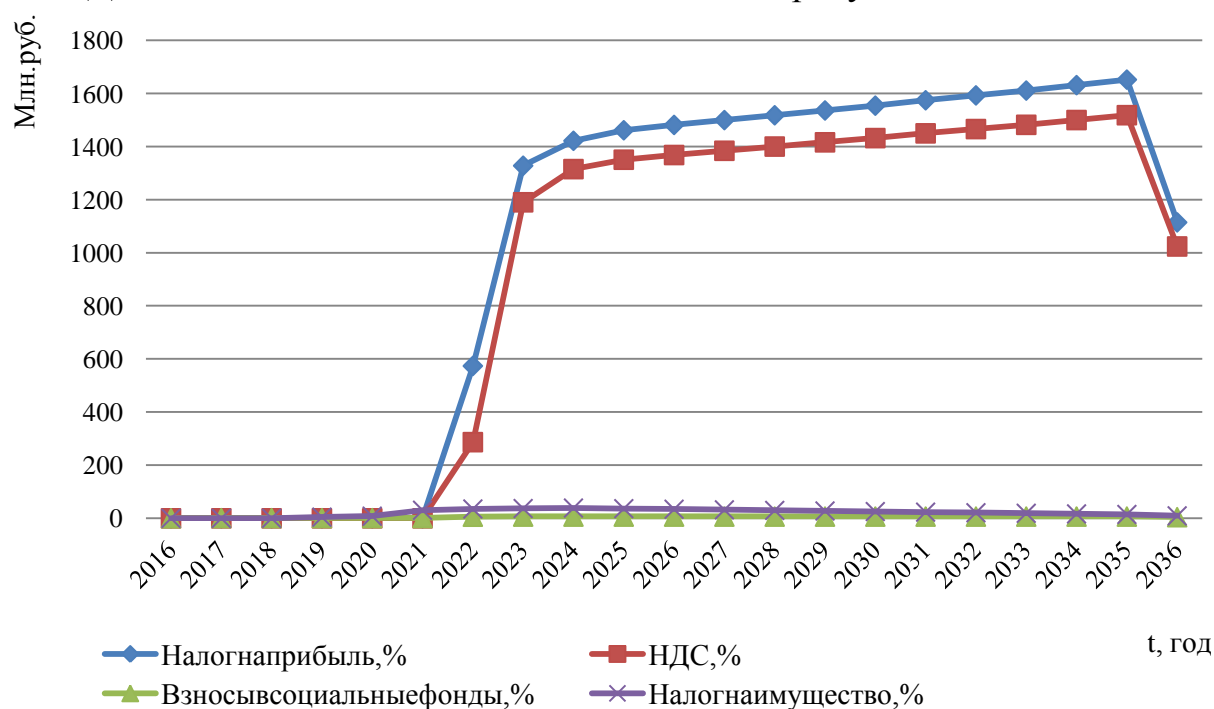


Рисунок 8.3 – Динамика налоговых платежей

Структура налоговых платежей показана на рисунке 8.4

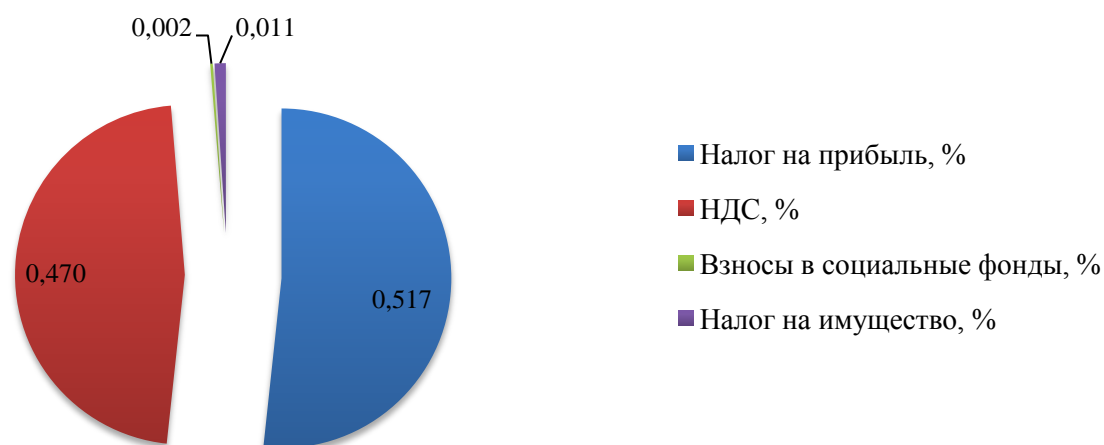


Рисунок 8.4 – Структура налоговых платежей, %

8.4 Оценка суммы прибыли

Прибыль – это положительная разница между доходами и затратами на производство или приобретение, хранение, транспортировку, сбыт этих товаров и услуг. Является важнейшим показателем финансовых результатов хозяйственной деятельности.

Основной формой отражения производственной деятельности, проектируемой ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках». В отчете определяем следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, чистая прибыль.

Форма и отражения основной производственной деятельности Интынской ГЭС является отчет о прибыли и убытках.

Годовая прибыль представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Скорректированная сумма прибыли, в первые годы эксплуатации

Наименование	2019	2020	2021	2022	2023
Выручка (нетто), млн.руб.	4129,92	7037,71	7324,52	7520,38	7609,34
Текущие расходы, млн.руб.	308,68	453,70	468,40	466,93	465,47
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	3821,24	6584,00	6856,12	7053,44	7143,87
ЕВИТ (Прибыль до налогообложения), млн.руб.	3821,24	6584,00	6856,12	7053,44	7143,87
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	764,25	1316,80	1371,22	1410,69	1428,77
НОРАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	3056,99	5267,20	5484,90	5642,75	5715,09
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20				

Динамика суммы чистой прибыли показана на рисунке 8.5.

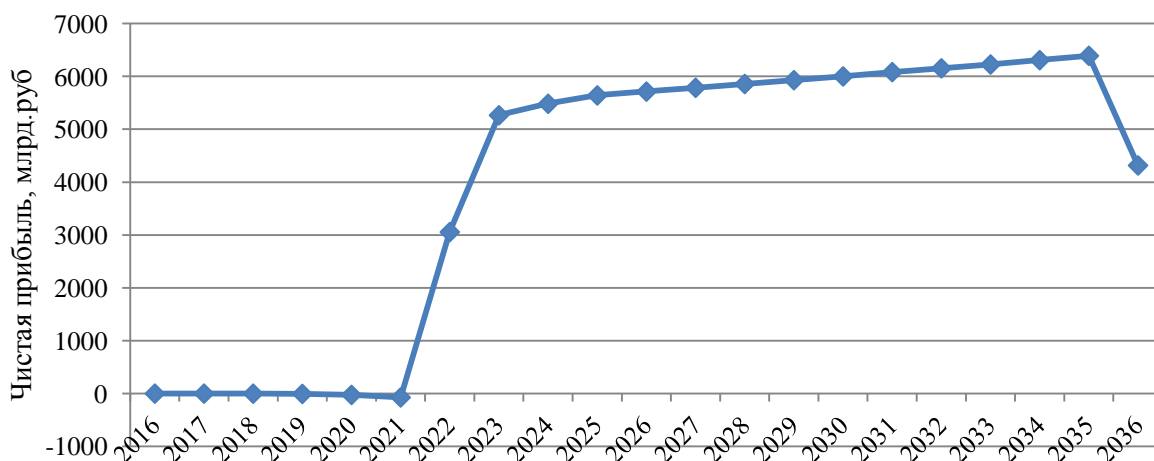


Рисунок 8.5 – Сумма чистой прибыли

8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 08.02.2016 №92).

8.5.1 Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта

Данный раздел выполнен в соответствии с:

- а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденный приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. №54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;
- б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.
- в) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2016-2041 гг.

Расчеты производились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert фирмы Expertsystems». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Интынской ГЭС на рекеУса мощностью 812МВт составляет 21год;
- используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

Прогнозные тарифы определены из условий обеспечения общественной и коммерческой эффективности проекта.

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии станции.

В расчетах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства Интынской ГЭС, в коммерческой эффективности - затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства ГЭС.

Использование электроэнергии Интынской ГЭС,ЭС Северо-запад определено на основании покрытия перспективных уровней электропотребления 2016-2020 гг.

Рост тарифа на электроэнергию принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро» 2016-2041 гг.

Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

8.6 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта, сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Интынской ГЭС на реке Уса мощностью 812МВт.

Под расходами понимаются собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Интынской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования	11,60
Период окупаемости - РВ, мес	73,00
Средняя норма рентабельности - ARR, %	199,53
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб.	21846,74
Индекс прибыльности - PI	15,39
Себестоимость руб./кВт*ч	0,08
Удельные капиталовложения, руб./кВт	37454,25

8.7 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 поступления от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Год	2022	2023	2024	2025	2026
Налоговые поступления, млн. руб.	919,94	2595,02	2816,49	2889,22	2924,67
В Федеральный бюджет, млн. руб.	884,71	2558,00	2777,66	2852,76	2890,38
В региональный бюджет, млн. руб.	35,20	36,98	38,79	36,43	34,25

Показатели налоговых поступлений в бюджет представлены на рисунке 8.6.

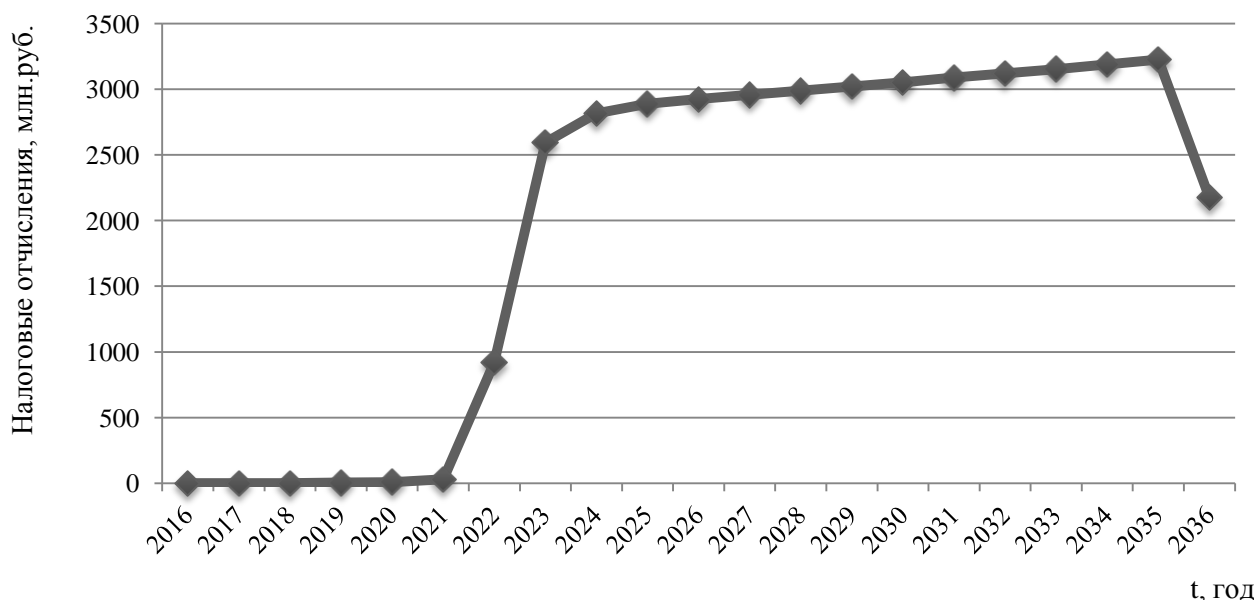


Рисунок 8.6 – Показатели налоговых поступлений

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

8.8 Анализ рисков инвестиционных проектов

Под проектными рисками понимается, как правило, предполагаемое ухудшение итоговых показателей эффективности проекта, возникающее под влиянием неопределенности. В количественном выражении риск обычно определяется как изменение численных показателей проекта: чистой приведенной стоимости (NPV), внутренней нормы доходности (IRR) и срока окупаемости (PB)².

На данный момент единой классификации проектных рисков предприятия не существует. Однако можно выделить следующие основные

риски, присущие практически всем проектам: рыночный, капитальный, операционный.

Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты
Операционный	Операционные расходы

Основным методом исследования риска является анализ чувствительности.

Анализ чувствительности индекса прибыльности представлен в таблицах 8.11 и 8.12 и на рисунках 8.7-8.10.

Таблица 8.11 – Анализ чувствительности индекса прибыльности

%	-10%	-8%	-6%	-4%	-2%	0%	2%	4%	6%	8%	10%
Ставки налогов	18,89	18,14	17,41	16,72	16,04	15,39	14,77	14,16	13,58	13,01	12,47
Объем инвестиций	30,37	25,44	21,88	19,19	17,09	15,39	14,01	12,85	11,86	11,02	10,28
Уровень инфляции	15,39	15,39	15,39	15,39	15,39	15,39	15,39	15,39	15,39	15,39	15,39
Цена ыта	7,53	9,13	10,7	12,26	13,83	15,39	16,96	18,53	20,09	21,66	23,22

Таблица 8.12 – Ставка дисконтирования

%	0%	2%	4%	6%	8%	10%
Ставка дисконтирования	39,91	17,27	9,02	5,36	3,48	2,40

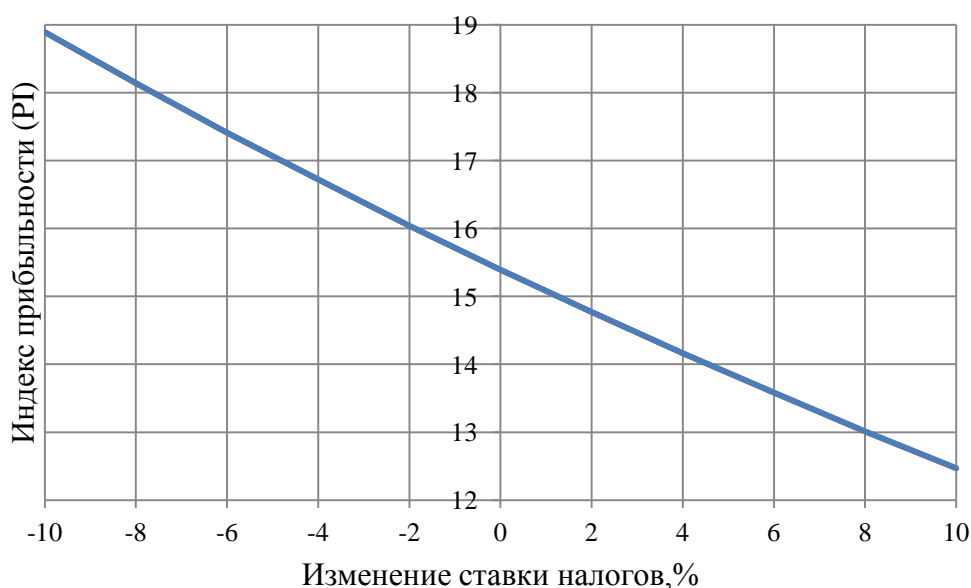


Рисунок 8.7 – Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения ставки налогов

Увеличение ставки налогов приводит к уменьшению значения PI, уменьшение – обратный эффект.

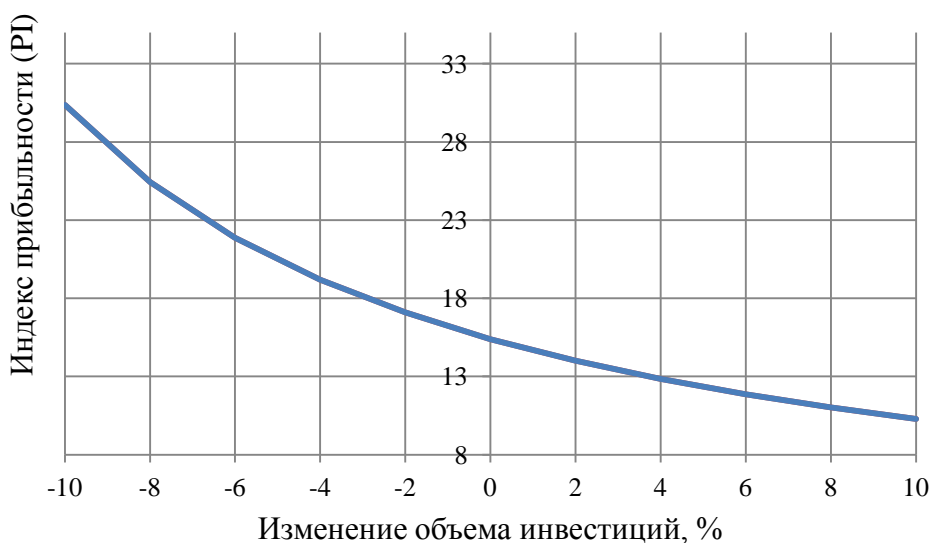


Рисунок 8.8 –Изменение индекса прибыльности (PI)от изменения объёма инвестиций

Чем больше инвестиций привлекается для реализации проекта, тем меньше PI.

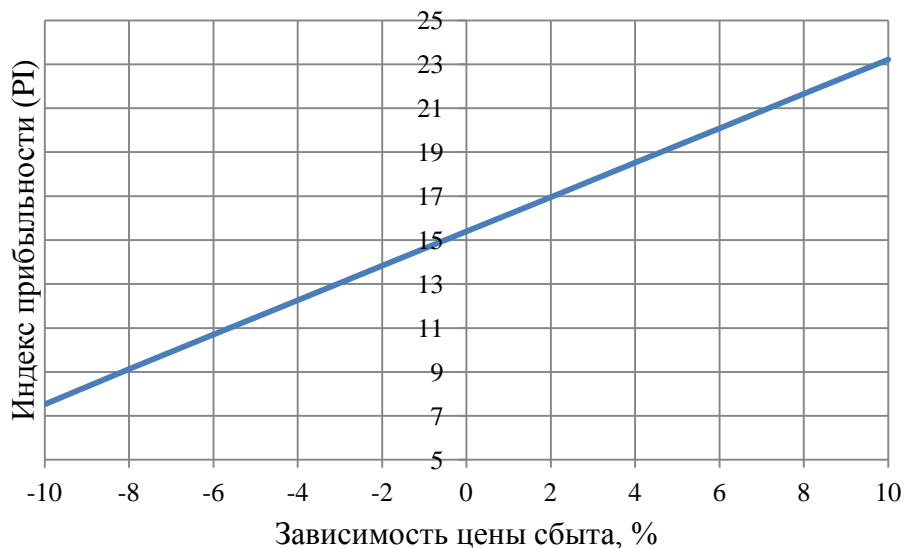


Рисунок 8.9 –Изменение индекса(PI) от изменения цены сбыта

Уменьшение цены на продукцию приводит к уменьшению индекса прибыльности, увеличение – к его росту.

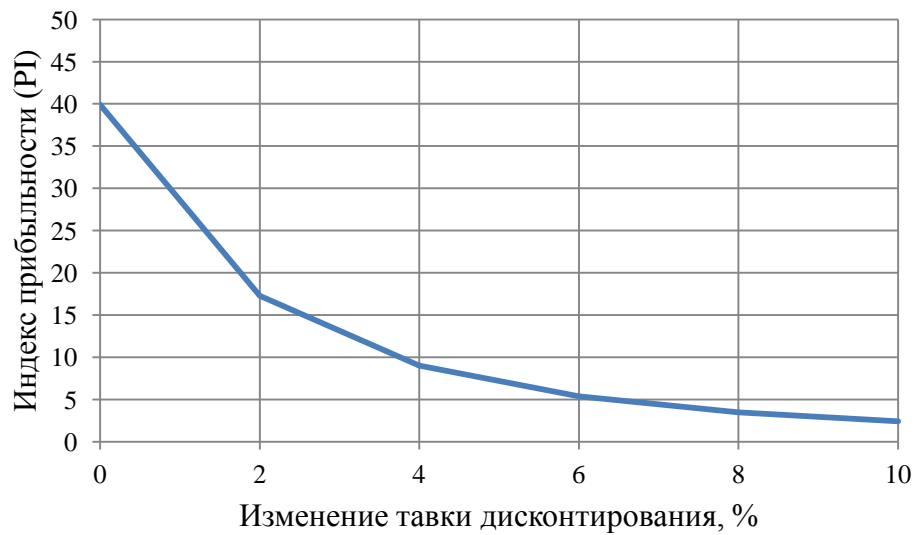


Рисунок 8.10– Изменение индекса прибыльности (PI) от изменения ставки дисконтирования

Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины PI.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- Увеличение ставки дисконтирования
- Увеличение объема инвестиций для реализации проекта
- Уменьшение цены сбыта продукции
- Увеличение ставки налогов

9 Системы измерений, способы исполнения, системы связи с РДУ СО, системы отображения технологической информации (АСДТУ, СДТУ) на ГЭС

9.1 Требования к энергосистеме

Требования, предъявляемые к системе электроснабжения предприятий, в основном, зависят от характера электрических нагрузок, особенностей технологии производства, климатических условий, загрязненности окружающей среды и других факторов.

1. В нормальных условиях энергосистема должна полностью обеспечивать потребителей электрической и тепловой энергией требуемого качества с необходимым уровнем надежности.

2. Структура энергосистемы и ее режимы должны обеспечивать наибольшую экономичность выработки, передачи и распределения энергии, т.е. соответствовать наименьшей стоимости полезно отпущенной энергии.

3. Энергосистема должна обеспечивать безопасность и удобство эксплуатации.

4. При планировании структуры энергосистемы должна рассматриваться возможность ее дальнейшего развития.

Для осуществления оперативно-диспетчерского управления должного качества необходима система измерений и передачи актуальных данных, о состоянии объектов энергосистемы, системному оператору.

Передача информации системному оператору осуществляется с помощью современных систем измерений и каналов связи, и после обработки выводится на дисплеи пультов управления.

В целях организации измерений и контроля за их достоверностью на Интынской ГЭС (далее ИнГЭС) предусмотрена метрологическая служба.

9.2 Метрологическая служба ИнГЭС

Метрологическая служба является важнейшим составным звеном в процессе производства электроэнергии - ее силами и под ее тщательным контролем производятся такие работы как калибровка и ремонт средств измерений, измерительных систем, а также всех измерительных приборов гидроэлектростанции. К задачам метрологической службы ИнГЭС относятся:

– Обеспечение единства и требуемой точности измерений при производстве и распределении электрической энергии, повышение уровня метрологического обеспечения производства.

– Внедрение современных методов и средств измерений, автоматизированного контрольно-измерительного оборудования, информационно-технических систем и комплексов, эталонов, применяемых для калибровки систем измерений.

– Осуществление метрологического контроля путем калибровки СИ и обеспечения своевременного представления СИ на поверку.

– Осуществление надзора за состоянием и применением СИ, аттестованными методами выполнения измерений, эталонами единиц величин, применяемых для калибровки СИ, соблюдением метрологических правил и норм, нормативных документов по обеспечению единства и требуемой точности измерений.

Гидроэлектростанция является сложным технологическим объектом энергетического производства. Для того чтобы управлять им необходима своевременная и достоверная информация о состоянии всех элементовданного объекта, включающая помимо дискретных данных о состоянии коммутационных аппаратов аналоговую информацию, полученную в результате измерений технологических параметров энергетического оборудования.

9.3 Измерение технологических параметров

Все технологические параметры измеряемые на гидроэлектростанциях в процессе производства электроэнергии подразделяются на виды (таблица 9.1).

Таблица 9.1- Виды измерений технологических параметров

1. Измерения давления, вакуума
Вакуум
Давление
2. Теплофизические и температурные измерения
Температура
3. Измерения времени и частоты
Частота
Время
4. Измерения электрических и магнитных величин
Напряжение постоянного тока
Напряжение переменного тока
Величина постоянного тока
Величина переменного тока
Электрическое сопротивление
Угол сдвига фаз
5. Радиотехнические и радиоэлектронные измерения
Емкость
Коэффициент гармоник выходного напряжения
6. Виброакустические измерения
Частота
7. Элементы (каналы) измерительных систем (ИС). Метрологическая аттестация, калибровка измерительных каналов ИИС.
Давление, вакуум, перепад давления
Температуры
Частоты
Силы переменного тока

Продолжение таблицы 9.1

Напряжение переменного тока
Мощности активной и реактивной
Силы постоянного тока
Напряжение постоянного тока
Сопротивление постоянному току
Измерение разности фаз 2-х сигналов

Для контроля состояния работы элементов гидроузла необходимо организовать передачу сигналов поступающих с датчиков, преобразовать их в удобный для считывания вид с соблюдением требований ГОСТ.

Термины и определения:

СО - системный оператор единой энергосистемы

ОДУ - объединенное диспетчерское управление

РДУ - региональное диспетчерское управление

ГЭС - гидроэлектростанция

АСУ ТП - автоматизированная система управления технологическим процессом.

ПТК - программно-технический комплекс

ТИ - телеизмерения аналоговых сигналов

ТС - телесигнализация дискретных сигналов

АИИС КУЭ - автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии.

СДТУ - средства диспетчерского и технологического управления

АСДТУ - автоматизированная система диспетчерского и технологического управления

ЦППС - центральная приемо-передающая система

САУГА- Система автоматического управления Гидроагрегата

9.4 Телеизмерения и телесигнализация ИнГЭС

Система телеизмерений, телесигнализации на основе микропроцессорного оборудования, адаптированного с АСУ ТП ИнГЭС, предназначена для телеизмерений, автоматизированного сбора и обработки дискретных телесигналов о состоянии и режимах работы основного и сетевого электрооборудования ИнГЭС, контроля и удаленного управления режимами работы энергетического оборудования, процессами генерации и распределения электроэнергии, для организации обмена информацией с существующей смежной АСУ ТП ИнГЭС, для автоматизированного сбора, обработки и передачи полученной информации на верхние уровни диспетчерского управления на диспетчерские пункты филиалов ОАО «СО ЕЭС» Коми РДУ и ОДУ Северо-Запада. СТИ ИнГЭС представляет собой многофункциональную, многоуровневую информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией непрерывного измерения следующих электрических величин:

- активная и реактивная мощность каждого генератора ИнГЭС;
- активная и реактивная мощность каждого блока ИнГЭС;
- суммарная активная и реактивная мощность ИнГЭС;
- линейное напряжение генераторов ИнГЭС;
- ток каждой фазы генераторов;
- линейное и фазное напряжение СШ 220 кВ;
- частота СШ 220 кВ;
- перетоки активной и реактивной мощности ВЛ 220 кВ, отходящих от ИнГЭС.
- ток каждой фазы ВЛ 220 кВ;
- уровень воды верхнего и нижнего бьефа;
- расход воды через гидроагрегаты;
- расход воды через водосбросы;
- метеорологические параметры в районе ИнГЭС;
- положение каждого выключателя 220 кВ ИнГЭС;
- положение каждого разъединителя 220 кВ ИнГЭС.

СТИ ИнГЭС используется при диспетчерско-технологическом управлении, оборудованием для оптимизации режимов его работы, повышения надежности и безаварийности работы, увеличения сроков эксплуатации.

В соответствии с требованиями к участникам балансирующего рынка система обмена информацией должна удовлетворять следующим критериям:

- Организация второго (резервного) цифрового канала передачи данных до СО с пропускной способностью не менее 64 Кбит/с
- При создании системы передачи (приема) диспетчерских команд и информации о технологическом режиме работы энергообъектов и энергопринимающих установок в диспетчерский центр СО должно быть организовано не менее двух трактов, дублирующих друг друга, проходящих по географически разнесенным трассам или в разных физических средах передачи и обеспечивающих выполнение всех требований по надежности, достоверности и времени передачи информации.

На рисунке 9.1 представлена структурная схема сбора, обработки и передачи телеинформации ИнГЭС.

В нормальном режиме информация поступает в РДУ и ОДУ из АСУ ТП верхнего уровня и счетчиков ION 8500, в случае выхода из строя счетчиков ION 8500, информация собирается с ПИМ ЕТ4.

Из АСУ ТПуже перекодированная для протокола информационного обменаГОСТ Р МЭК 60870-5-104 информация передается в ПТК ЦППС Smart-FER, далее через каналы основные каналы связи 1 и 2 данные передаются в Коми РДУ и ОДУ Северо-Запада. В случае выхода из строя каналов 1 и 2, или нарушения работы ПТК ЦППС Smart-FER, предусмотрены резервный ПТК ЦППС того же типа, и резервные каналы связи 3 и 4.

Помимо технологических параметров необходимо считывать параметры коммерческого объема вырабатываемой электроэнергии. Для этого существует автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ, АСКУЭ).

9.5 АСКУЭ ИнГЭС

Выработанная на ИнГЭС электроэнергия фиксируется на оптовом рынке в ОАО «АТС», основная задача которого: оказание услуги по организации оптовой торговли электрической энергией, мощностью. Для коммерческого учета электроэнергии на ИнГЭС предусмотрена система АСКУЭ.

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ, АСКУЭ) — совокупность аппаратных и программных средств, обеспечивающих дистанционный сбор, хранение и обработку данных об энергетических потоках в электросетях.

АСКУЭ необходима для автоматизации торговли электроэнергией. Также выполняет технические функции контроля за режимами работы электрооборудования.

АСКУЭ ИнГЭС включает в себя 17точек учета, каждый из которых предназначен для измерения активной и реактивной электрической энергии по каждому из присоединений.

Работа системы АСКУЭ заключается в измерении объемов отпускаемой электроэнергии с помощью приборов учета электроэнергии (счетчиков ION 8500) и обработкой полученных результатов измерений.

Для измерения мощности используют полученные значения отпуска электроэнергии в единицу времени.

АИИС КУЭ является системой, состоящей из трех уровней:

1-ый уровень (проведение измерений) – включает 11 информационно-измерительных комплексов точек учета (ИИК ТУ);

ИВКЭ

2-ой уровень (сбор и обработка результатов измерений, диагностика средств измерений в пределах одной электроустановки) – включает два информационно вычислительных комплекса электроустановок (ИВКЭ) и СОЕВ (система обеспечения единого времени);

3-ий уровень (формирование отчетных документов, хранение, передача полученной информации) – информационно–вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ, установленный в помещении центрального пульта управления ИнГЭС. На рисунке 9.2 представлена структурная схема АИИС КУЭ

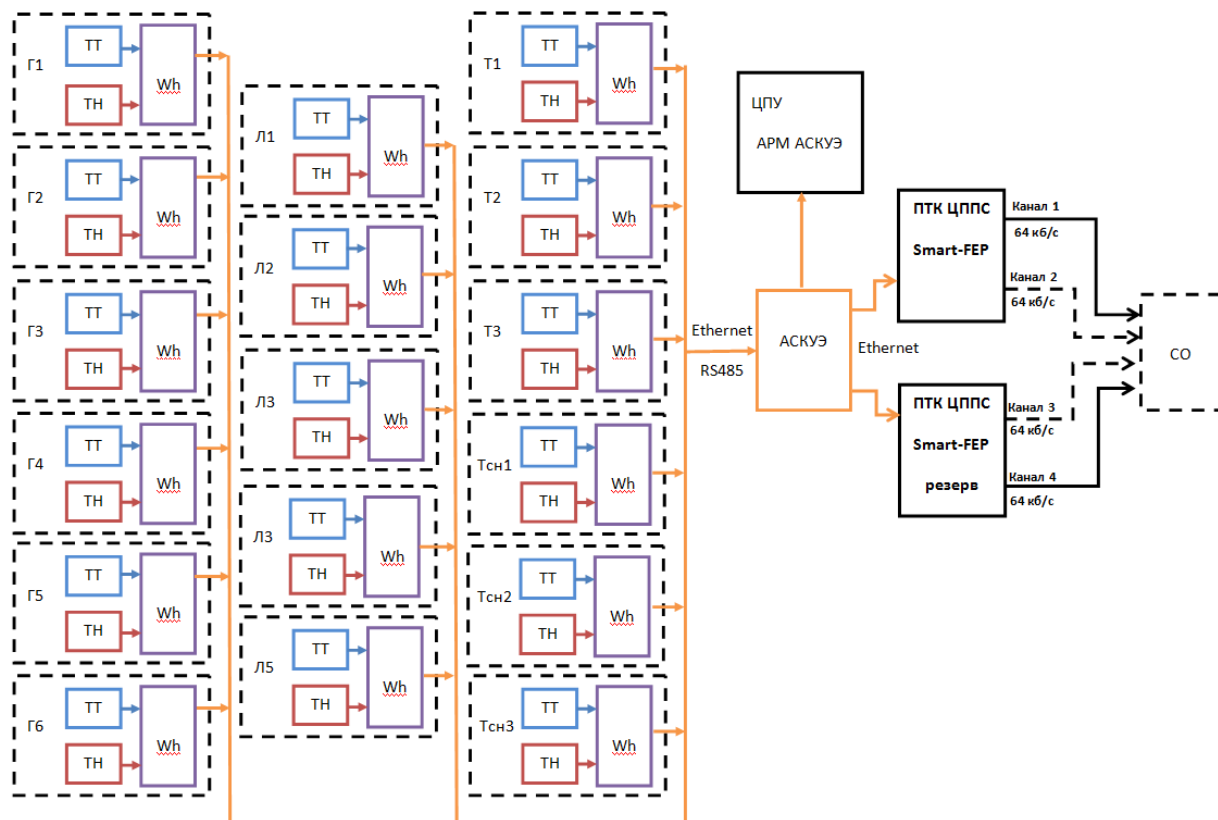


Рисунок 9.2 – Структурная схема АИИС КУЭ

- | | | |
|----------|---|--|
| ТТ | - | трансформатор тока |
| ТН | - | трансформатор напряжения |
| Wh | - | микропроцессорный счетчик электроэнергии ION 8500 |
| ПТК ЦППС | - | Программно-технический комплекс центральной приемопередающей системы |
| АРМ | - | Автоматизированное рабочее место |
| ЦПУ | - | Центральный пульт управления |
| АСКУЭ | - | Автоматизированная система коммерческого учета эл. эн. |

Процесс сбора информации происходит автоматически с заданной периодичностью.

Выходная информация: выходными данными АСКУЭ ИнГЭС является следующая информация:

- получасовые измерения приращений активной электроэнергии и интегрированной реактивной мощности по точкам учёта;
- месячные измерения приращений активной электроэнергии и интегрированной реактивной мощности по точкам учёта;

- данные по состоянию технических и программных средств коммерческого учёта (журналы событий, статусы работоспособности измерительных каналов);

- данные по состоянию технологического оборудования электрических сетей (относящегося к схеме измерений коммерческого учёта);

- данные по составу и характеристикам технических и программных средств коммерческого учёта (ТТ, ТН, счетчики, контроллеры, каналы связи, ПО опроса и т.д.);

- данные по учёту электроэнергии с нарастающим итогом.

Данные, используемые для коммерческого расчёта, передаются в контролирующие организации (заверенные электронной подписью инженера по учёту электроэнергии) с АРМ ОС ИнГЭС по электронной почте.

Последней инстанцией полученных с помощью СИ сигналов и массивов данных является их вывод на дисплеи отображения технологической информации посредством систем SCADA.

9.6 Системы отображения технологической информации ИнГЭС

В настоящее время термин SCADA (аббр. от англ. Supervisory Control And Data Acquisition — диспетчерское управление и получение данных) - система используют для обозначения программно-аппаратных телемеханических комплексов сбора данных.

К основным задачам, решаемым SCADA-системами, относятся:

- Обмен данными с УСО (устройством связи с контролируемым объектом). Этим устройством может быть как промышленный контроллер, так и плата ввода/вывода.

- Обработка информации по заданным алгоритмам.

- Отображение информации на экране монитора в понятной для человека форме.

- Ведение базы данных с технологической информацией.

- Аварийная сигнализация и управление тревожными сообщениями.

- Подготовка и генерирование отчетов о ходе технологического процесса.

- Архивирование и последующий просмотр технологической информации.

- Обеспечение связи с внешними приложениями (СУБД, электронными таблицами, текстовыми процессорами и т.д.). В системе управления предприятием такими приложениями чаще всего являются приложения, относимые к уровню MES.

Основная задача SCADA – это сбор информации о множестве удаленных объектов, поступающей с пунктов контроля, и отображение этой информации в едином диспетчерском центре. Кроме этого, SCADA должна обеспечивать долгосрочное архивирование полученных данных. При этом диспетчер зачастую имеет возможность не только пассивно наблюдать за объектом, но и ограниченно им управлять, реагируя на различные ситуации.

Работа SCADA – это непрерывный процесс сбора информации с удаленных объектов для обработки, анализа и возможного управления. Некоторые SCADA-системы предоставляют возможность обработки данных в режиме реального времени, что может быть обусловлено необходимостью оперативной доставки данных на центральный интерфейс оператора. В то же время понятие реального времени отличается для различных SCADA-систем.

Все современные SCADA-системы включают три основных структурных компонента (см. рисунок 9.3).

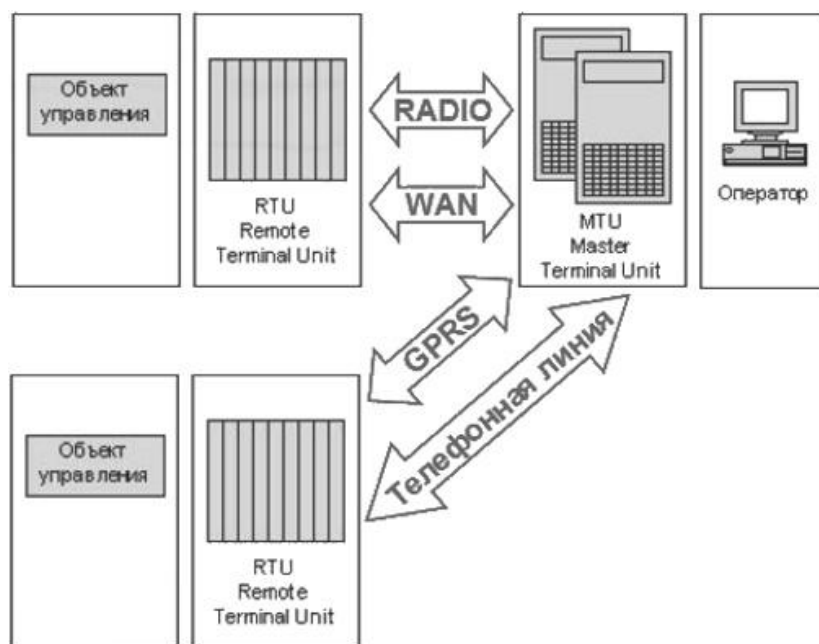


Рисунок 9.3 – Структурная схема системы SCADA

RemoteTerminalUnit (RTU) – это удаленный терминал, подключающийся непосредственно к контролируемому объекту и осуществляющий обработку задачи (управление) в режиме реального времени. Спектр воплощений RTU широк: от примитивных датчиков, осуществляющих съем информации с объекта, до специализированных многопроцессорных отказоустойчивых вычислительных комплексов, осуществляющих обработку информации и управление в режиме жесткого реального времени. Конкретная его реализация определяется спецификой применения. Использование устройств низкоуровневой обработки информации позволяет снизить требования к пропускной способности каналов связи с центральным диспетчерским пунктом.

MasterTerminalUnit (MTU), MasterStation (MS) – диспетчерский пункт управления (главный терминал); осуществляет обработку данных и управление высокого уровня, как правило, в режиме мягкого (квази-) реального времени. Одна из основных функций – обеспечение человеко-машинного интерфейса (между человеком-оператором и системой). В зависимости от конкретной системы MTU может быть реализован в самом разнообразном виде: от одиночного компьютера с дополнительными устройствами подключения к каналам связи до больших вычислительных систем (мэйнфреймов) и/или

объединенных в локальную сеть рабочих станций и серверов. Как правило, и при построении MTU используются различные методы повышения надежности и безопасности работы системы. Устройство MTU часто называют SCADA-сервером.

CommunicationSystem (CS) коммуникационная система (каналы связи) между RTU и MTU. Она необходима для передачи данных с удаленных точек (RTU) на центральный интерфейс диспетчера и передачи сигналов управления обратно с MTU на RTU. В качестве коммуникационной системы можно использовать следующие каналы передачи данных:

- Выделенные линии - собственные или арендованные; медный кабель или оптоволокно;
- Частные радиосети;
- Аналоговые телефонные линии;
- Цифровые ISDN сети;
- Сотовые сети GSM (GPRS).

С целью дублирования линий связи устройства могут подключаться к нескольким сетям, например к выделенной линии и резервному радиоканалу.

В данный момент подавляющее большинство SCADA-систем базируется на платформах MS Windows. Именно такие системы обладают наиболее полными и легко наращиваемыми человеко-машинными интерфейсами (ManMachineInterface – MMI). Учитывая продолжающееся усиление позиций Microsoft на рынке операционных систем (ОС).

Существуют так же SCADA-системы, выполняющиеся под UNIX–подобной ОС реального времени QNX, например RealFlex и Sitex.

Для отображения технологической информации на дисплеи АРМ ИнГЭСиспользуется система WINCC (WindowsControlCenter)система HMI, программное обеспечение для создания человеко-машинного интерфейса, составная часть семейства систем автоматизации Simatic, производимых компанией Siemens AG. Работает под управлением операционных систем семейства MicrosoftWindows и использует базу данных Microsoft SQL Server

Система отображения телеинформации WINCC позволяет произвести настройку под заданные параметры телеизмерений и телесигнализации.

С помощью WINCC на АРМ ИнГЭС в режиме реального времени отображаются мнемосхемы всех основных элементов электростанции их параметры и состояние, что позволяет оперативному персоналу эффективно и быстро считывать информацию и реагировать на изменения состояния систем. Будь то плановый вывод оборудования в ремонт или внештатная или аварийная ситуация.

При необходимости в состав устройств верхнего уровня ПТК могут входить также экраны коллективного пользования. Они используются для отображения в большом масштабе символьной и графической информации. Эти экраны могут комплектоваться собственными средствами вызова на экраны требуемой информации (например, функциональными клавиатурами, которые

должны располагаться в оперативном контуре ЩУ), либо для этих целей могут использоваться аналогичные средства одной из операторских станций.

Для отображения диспетчерской информации на ИнГЭС предусмотрены 4 совместно включенных экрана (видеостена) VarcoLDX 8482 с суммарной диагональю 4,3 метра. Экраны позволяют визуализировать большой объем содержимого:

- Главная схема выдачи мощности ИнГЭС;
- Информация о режимах работы ГА;
- Параметры работы системы группового регулирования;
- Контрольные точки системы технологического телевидения;

При этом на экран можно вывести практически любую информацию существующую в системе управления технологическим процессом станции, от аварийной станции до измерений, полученных с контрольно-измерительной аппаратуры ГТС.

Такая компоновка экранов позволяет решить задачи резервирования, надёжности и ёмкости получаемой информации.

В рамках данного спец. вопроса были рассмотрены основные измерения на ГЭС, для ИнГЭС разработаны системы ТИ-ТС и АИИС КУЭ, для обработки и вывода диспетчерской информации на базе WINCC, так же выбраны экраны коллективного пользования VarcoLDX 8482 в качестве средства отображения технологической и диспетчерской информации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по гидрологии и энергосистеме была определена установленная мощность Интынской ГЭС которая составила 812 МВт. В соответствии с энергосистемой Республики Коми области намечена зона работы станции в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Интынская ГЭС работает в полу-пиковой части графиков нагрузки энергосистемы. В результате расчетов и регулирования стока определена отметка УМО составившая 42,70 м при отметке НПУ – 57,00 м. Полезный объем водохранилища составляет 8 км³. Среднеголетняя выработка электроэнергии Интынской равна 4451 млрд. кВт·ч.

На этапе выбора оборудования в качестве основного гидросилового при рассмотрении нескольких вариантов принята к установке турбина ПЛ 50-В диаметром 9,00 м, работающая при напорах: максимальный – 46,5 м, минимальный – 26,8 м, расчетный – 31,7 м.

Для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 75 об/мин был подобран гидрогенератор СВ-1260/185-80УХЛ4 зонтичного исполнения с номинальной активной мощностью 150, с номинальным напряжением генератора 15,75 кВ.

Из рассмотренных нескольких вариантов выбрана структурная схема ГЭС с укрупненными блоками. Выбраны блочные трансформаторы типа ТДЦ-400000/220, трансформаторы собственных нужд ТСз-16000/15,75-У3.

На основании расчетов токов короткого замыкания определены типы высоковольтных аппаратов КРУЭ: 220 кВ комплектуем элегазовыми ячейками. В качестве генераторного выключателя принят элегазовый комплекс типа Alstom типа FKG1N, со встроенными трансформаторами тока и напряжения, разъединителем, заземляющими ножами.

Вся генерируемая на станции мощность передается по 4 отходящим ВЛ 220 кВ.

После выбора основного электрооборудования подобраны устройства релейной защиты и автоматики. Выбор шкафов комплексной защиты оборудования остановлен на продукции НПП «ЭКРА», г. Чебоксары.

На следующем этапе определены состав, тип и компоновка основных сооружений. В состав гидроузла входят следующие подпорные сооружения класса (считая от левого берега):

1. Левобережная грунтовая плотина длиной 1358 м;
2. Бетонная глухая плотина длиной 133 м;
3. Здание ГЭС приплотинного типа длиной 168 м;
4. Бетонная водосливная плотина длиной 252 м;
5. Правобережная грунтовая каменно-набросная длиной 170 м.

В данном разделе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки:

- отметка подошвы водосливной плотины – 6 м;
- отметка гребня водослива – 50 м;

- число водосливных отверстий – 9;
- ширина водосливных отверстий в свету – 24 м;
- отметка гребня – 62,8 м.

В качестве гасителя энергии потока в нижнем бьефе выбран вариант водобойный колодец.

Для снятия фильтрационного противодействия устроен цементная завеса глубиной 28.

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов методом предельного состояния 1 группы коэффициент надежности сооружения составляет 1,29 для основного сочетания нагрузок (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25).

В следующем разделе были освещены вопросы обеспечения безопасности ГЭС, техники безопасности и пожарной безопасности, а также разработан план действий в области охраны окружающей среды при строительстве и эксплуатации Интынской ГЭС.

После были определены основные технико-экономические показатели:

- срок окупаемости – 6,8 лет;
- удельная себестоимость производства электроэнергии – 8 коп/ кВт·ч;

Таким образом, проект строительства Интынской ГЭС можно считать коммерчески эффективным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александровский, А.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/ А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затеева, Б.И.Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2005. - 174 с.
2. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие в 2 т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
3. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие в 2 т./Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева – Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
4. Толстихина, Л. В. Параметры электрооборудования и режимы электроэнергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2010. – 180 с.
5. Техническая политика ОАО «РусГидро» (разработана в соответствии с приказом ОАО «РусГидро» №746/1п – 105 от 9 сентября 2010г.).
6. Куценов, Д.А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие/Д.А. Куценов, И.Ю.Погоняйченко. – Красноярск: Сибирский федеральный ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2007. – 232 с.
7. Справочник по проектированию электрических сетей. Под редакцией Д. Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005 – 320 с. ил.
8. Нормативные коэффициенты эффективности капитальных вложений (Ен) [Электронный ресурс]: Минстрой РФ от 14.09.92 №209.// Правовая консультационная служба «Закон прост». – Режим доступа: <http://www.zakonprost.ru/content/base/part/11175>
9. СО 153-34.20. 120-2003 Правила устройства электроустановок. Издание 7 – Введ. 08.07.2002г.. - Москва
10. Мосин К.Ю. Гидрология: Методические указания к практическим заданиям. – 2-е изд., испр. и доп. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 48 с.
11. Рассказов, Л.Н. Гидротехнические сооружения. в двух частях. Ч.1/ Л.Н. Рассказов.– М.: Стройиздат, 1996. – 440 с.
12. СНиП 2.06.04-82* Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). / Госстрой России. - М.: ГУП ЦПП, 2004. – 46 с.
13. СНиП 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные./Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1985. – 50с.

14. СНиП 2.06.08-87 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений/ Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1987. – 32с.
15. СНиП 2.02.02-85 Основания гидротехнических сооружений. – М.: Госстрой, 1989.
16. Справочник по гидравлике / под ред. В. А. Большакова. – Киев: Высш. шк., 1977. – 280 с.
17. Правила безопасности при обслуживании гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций. - М.: НЦ ЭНАС, 2001.-160 с.
18. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. - Ростов н/Д: «Феникс», 2006.-189 с.
19. 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.
20. Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды»(№ 7-ФЗ от 10.01.2002 г).
21. СанПиН 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» /Минэнерго СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР. 1987. – 32с.
22. «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2012 - 2037гг. (приказ ОАО «РусГидро» от 30.01.12 г. №62).
23. «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.
24. «Методические рекомендациям 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.
25. Официальные сайты производителей оборудования для систем телеизмерений:
<https://www.barco.com>, <http://ctsspb.ru/>,
<http://www.energsoyuz.spb.ru/>, <http://www.eu.sama.ru/>, <http://www.energomera.ru/>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Геологический разрез реки Уса створе Интынской ГЭС

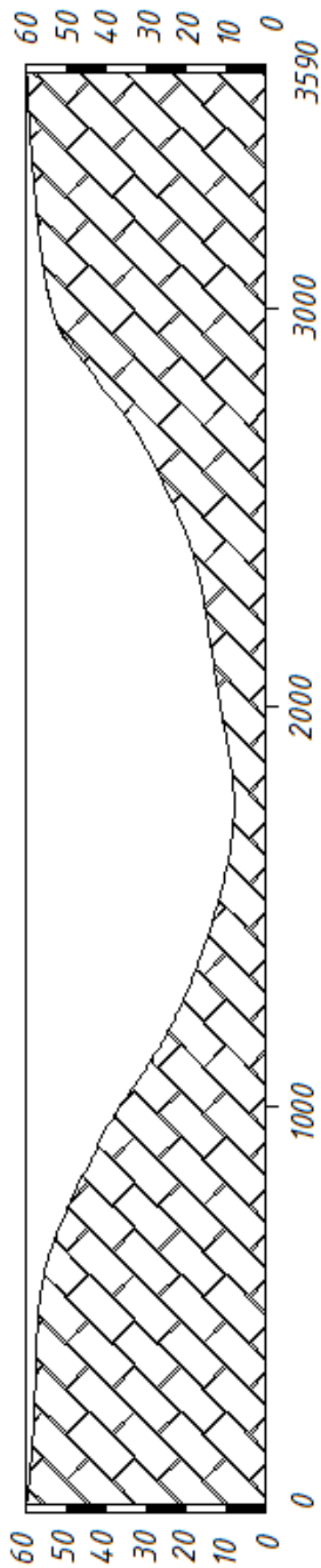


Рисунок А.1 –Геологический разрез реки Уса створе Интынской ГЭС

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Главная универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 40а-В-900

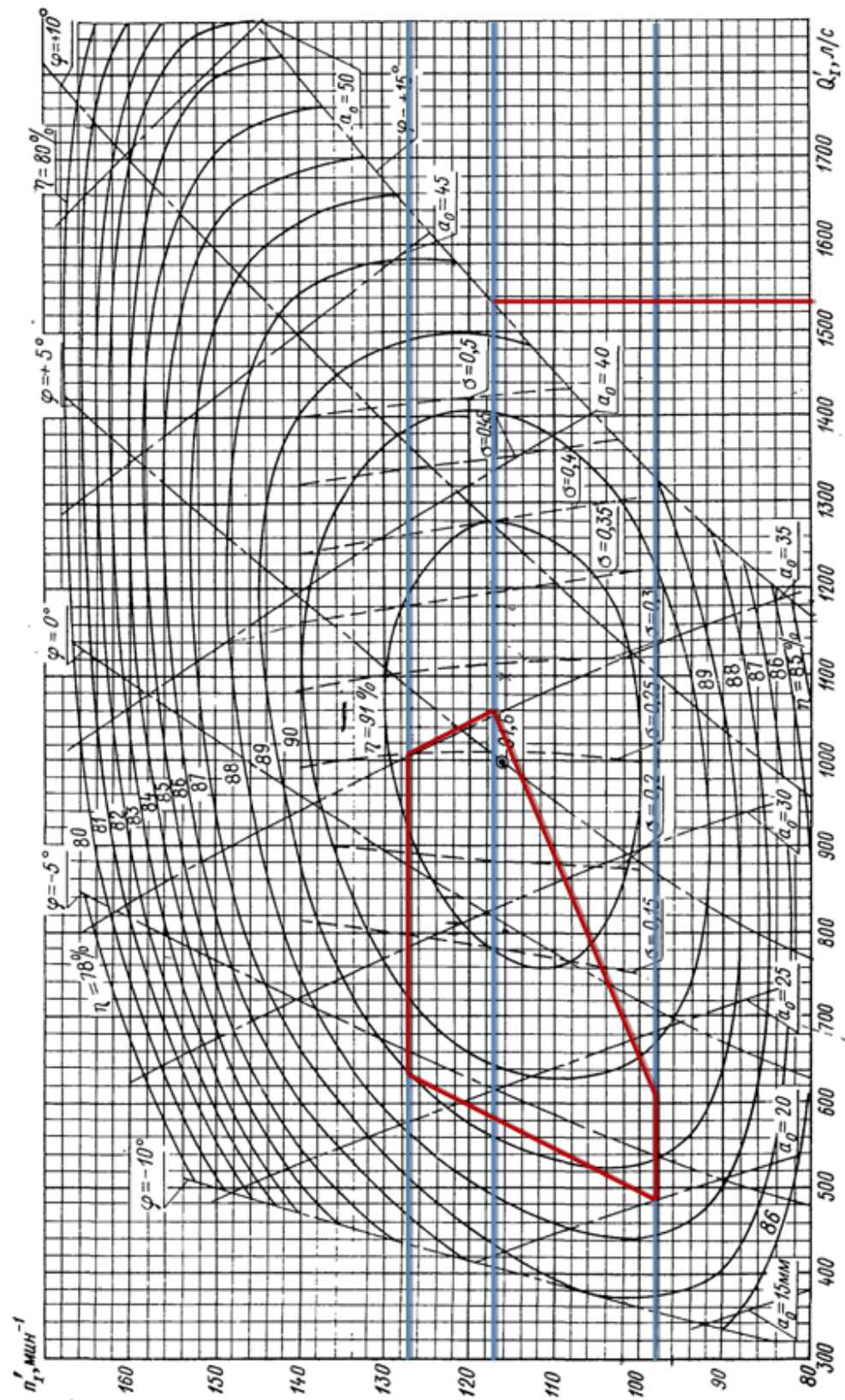


Рисунок Б.1 – I лавная универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 40а-В-900

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Схема фильтрационного расчёта

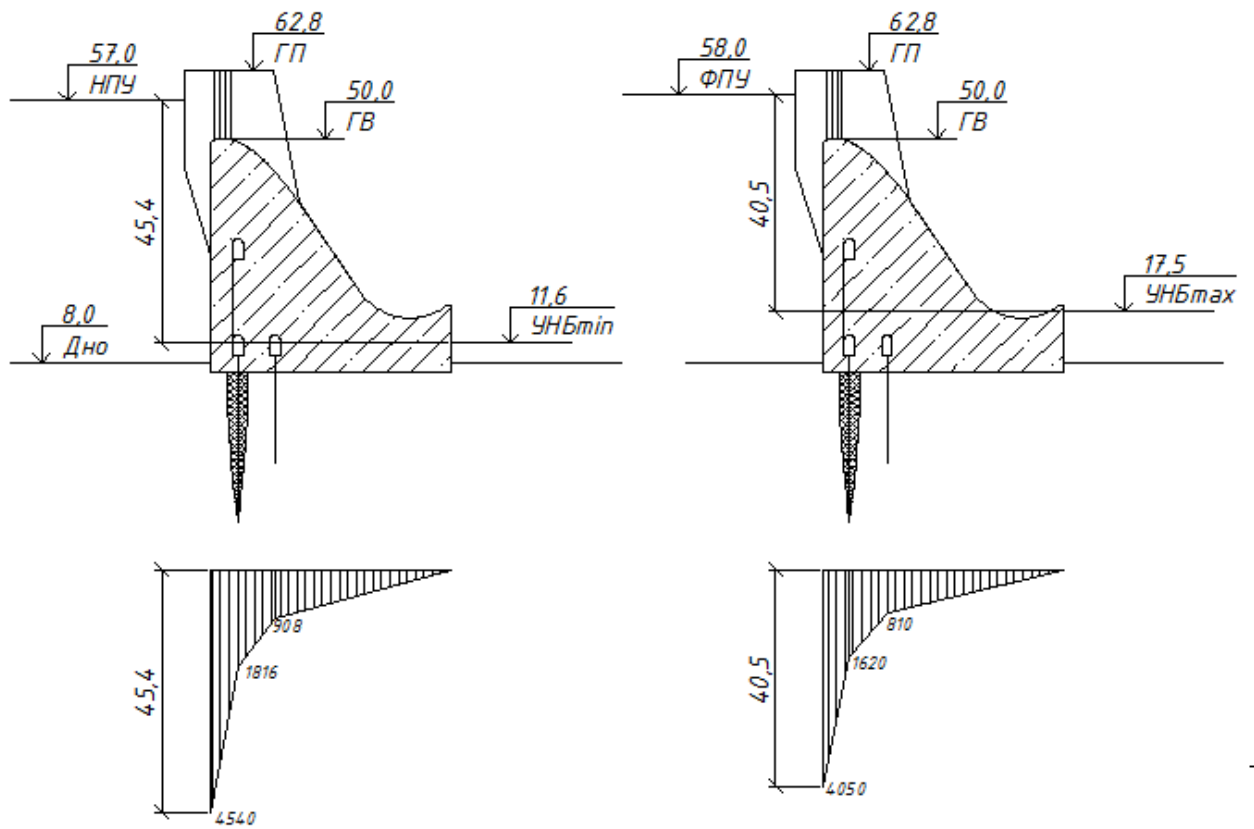


Рисунок Г.1 - Схема фильтрационного расчёта

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Сбор нагрузок при особом сочетании нагрузок

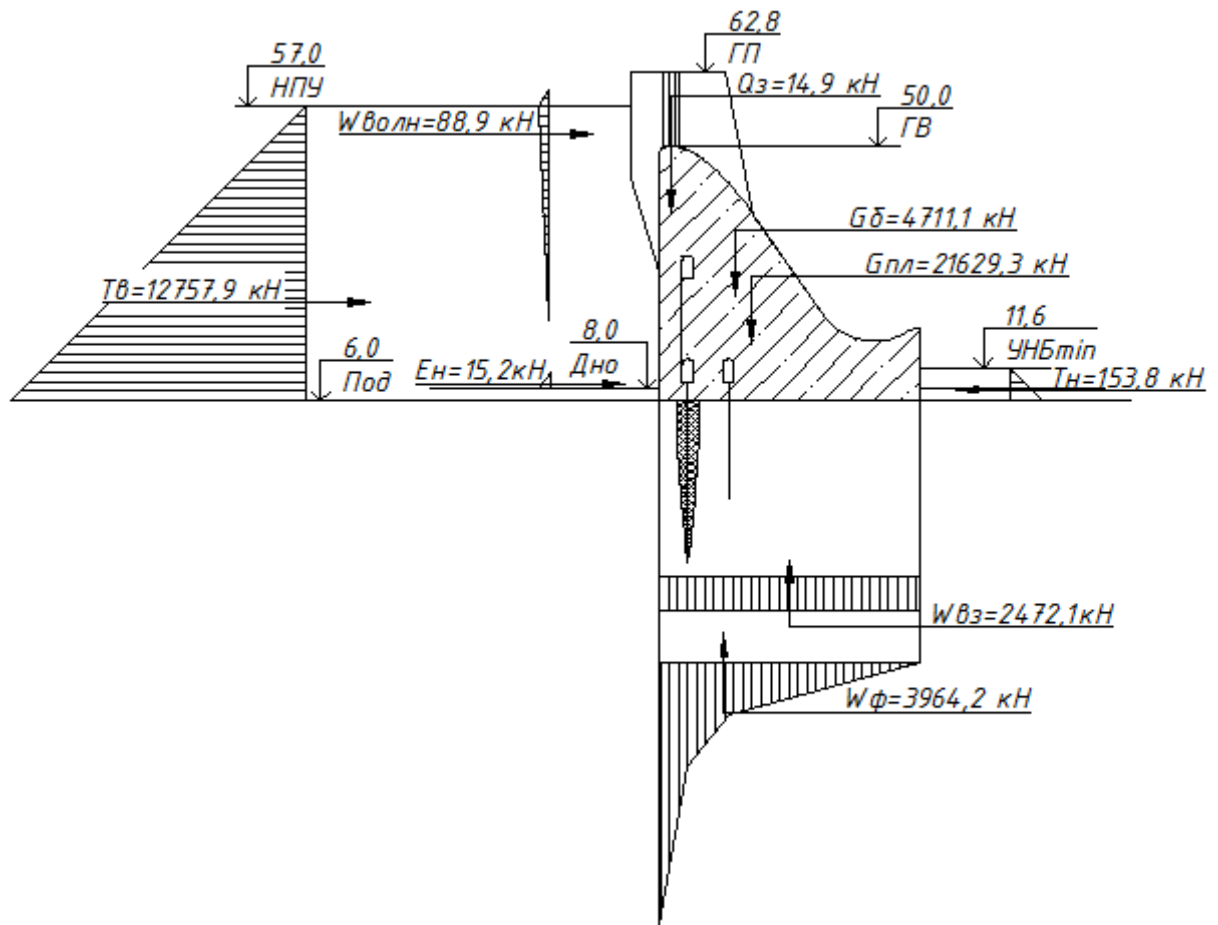


Рисунок Д.1 – Сбор нагрузок при особом сочетании нагрузок

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Сбор нагрузок при особом сочетании нагрузок

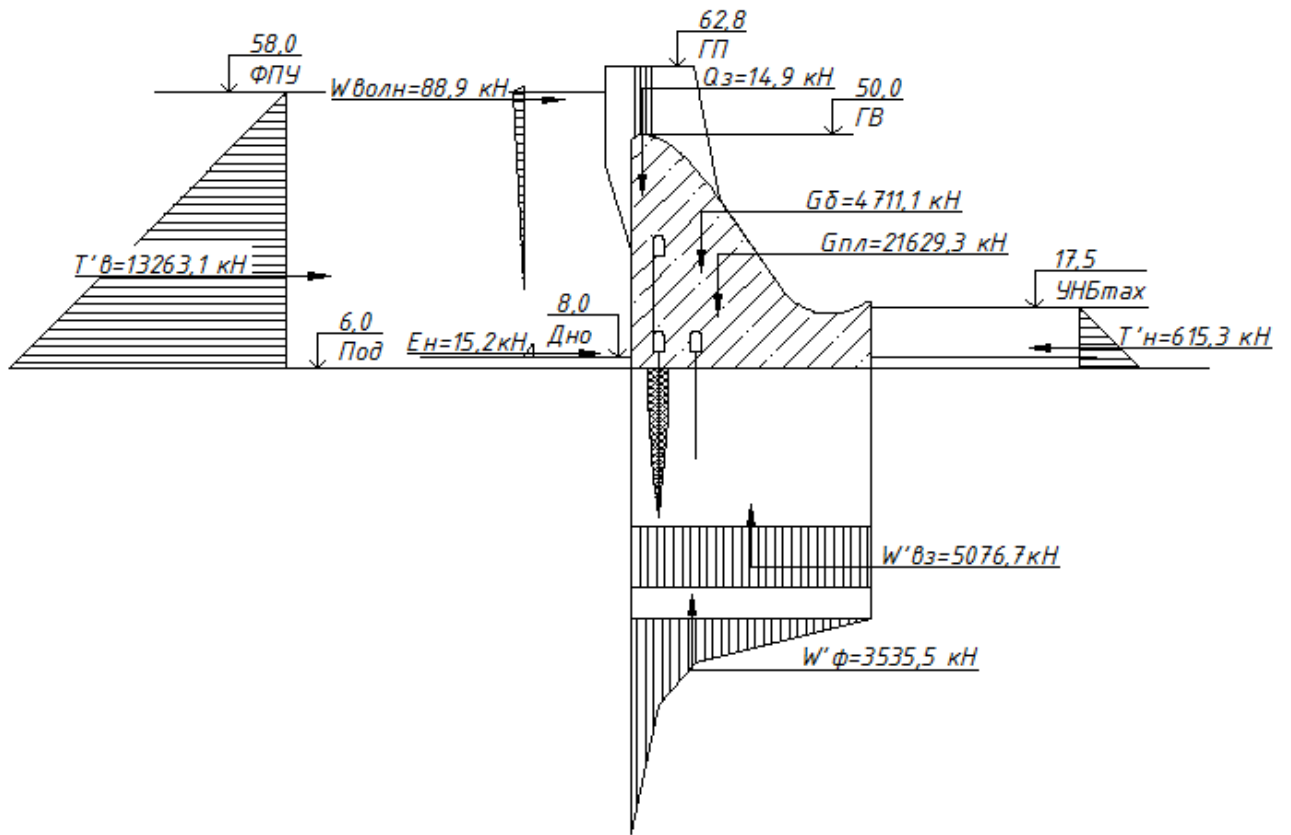
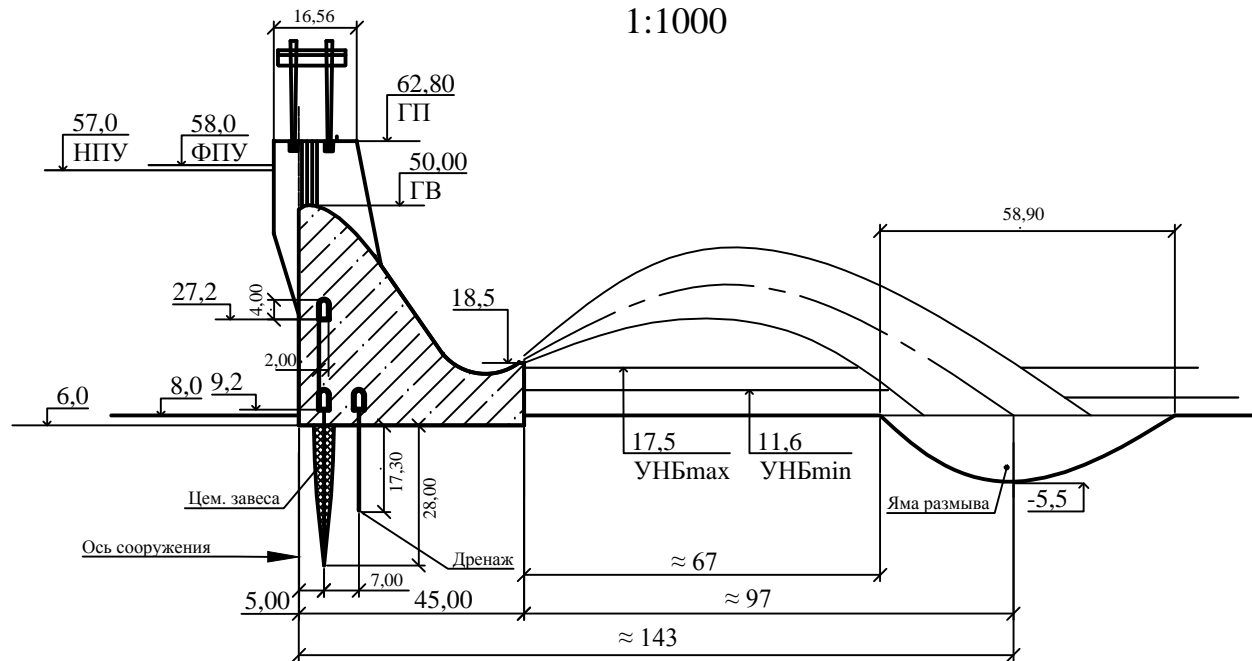


Рисунок Е.1 – Сбор нагрузок при особом сочетании нагрузок

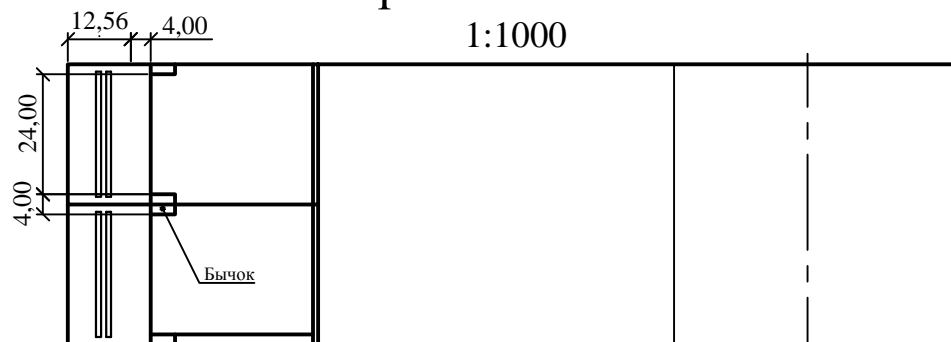
Разрез по водосливной части плотины

1:1000



Фрагмент плана

1:1000



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

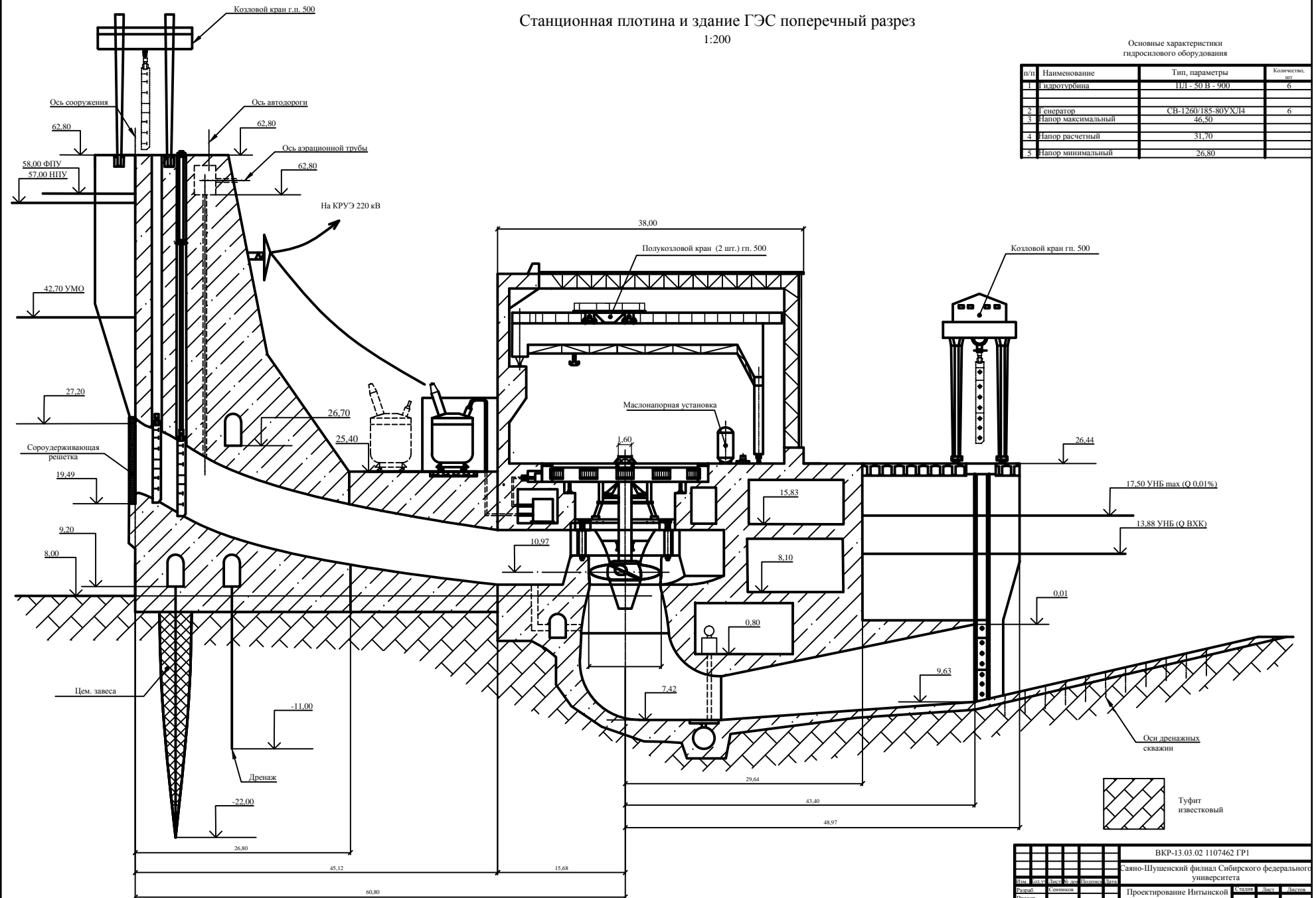
						ВКР-13.03.02 1107462 ГП				
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Интынской ГЭС на реке Уса		Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Сенников					Разрез по водосливной части плотины			1	1
Провер.	Лонский							Кафедра ГГЭЭС, 2016 г		
Н.контр.	Кириченко									
Утв.	Татарников									

Станционная плотина и здание ГЭС поперечный разрез

1:200

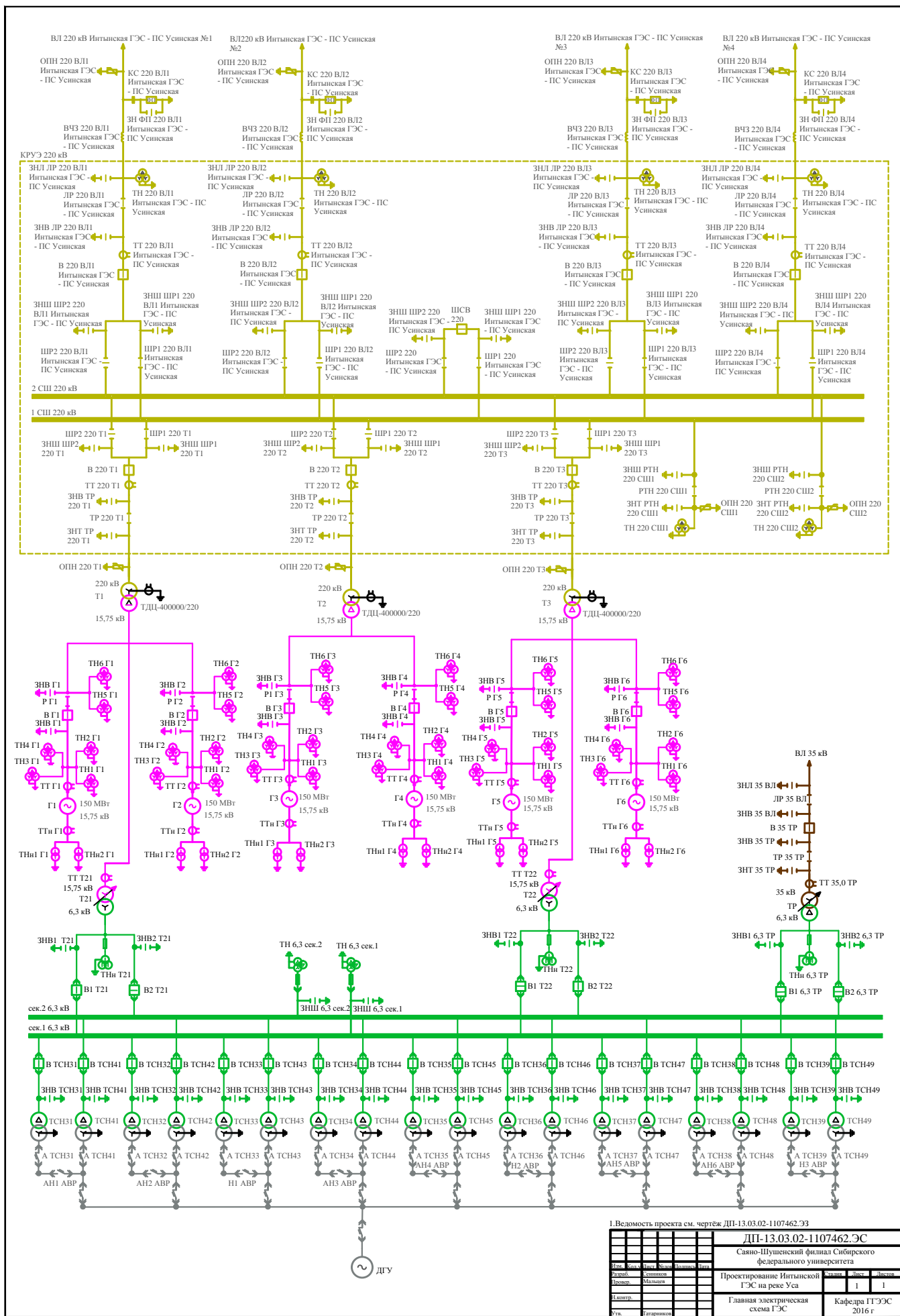
Основные характеристики гидросилового оборудования

п/п	Наименование	Тип, параметры	Количество, шт.
1	Гидротурбина	ПТ - 50 В - 900	6
2	Генератор	СВ-1260/185-80УХЛ4	6
3	Напор максимальный	46,50	
4	Напор расчетный	31,70	
5	Напор минимальный	26,80	



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
 2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 1107462

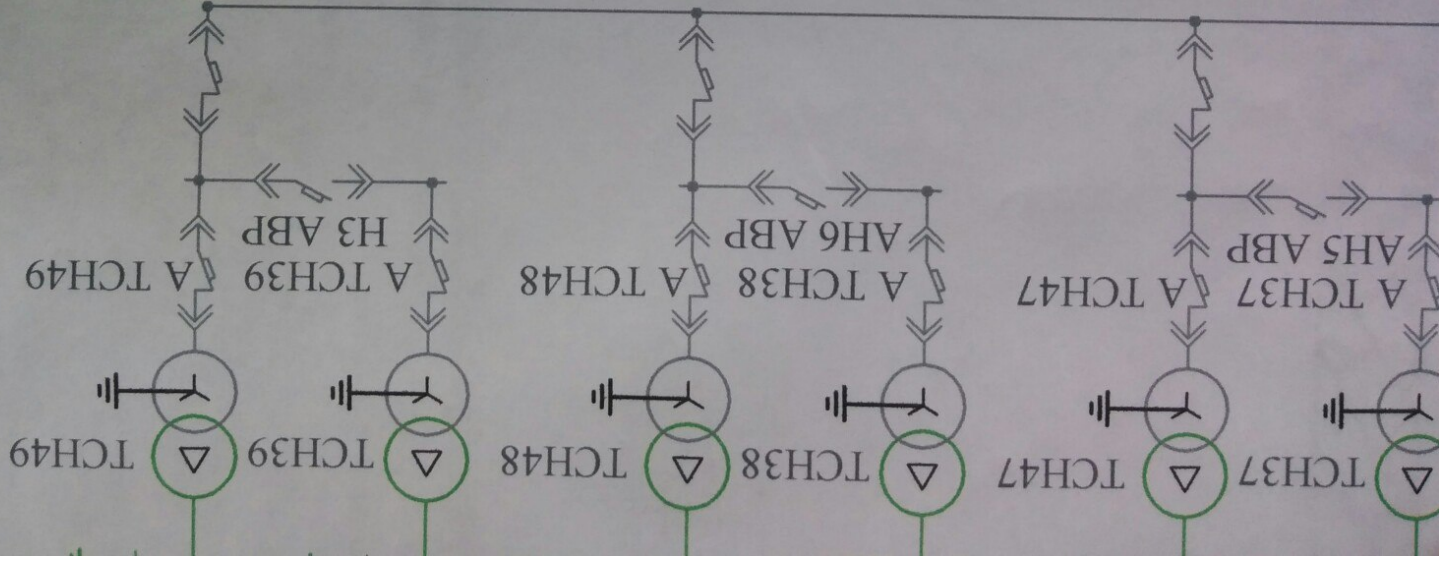
ВКР-13.03.02 1107462 ГР1										
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета										
Исполн.	Провер.	Инженер	Старший инженер	Инженер	Инженер	Инженер	Инженер	Инженер	Инженер	Инженер
Рисовал	Сметчик	Сметчик	Сметчик	Сметчик	Сметчик	Сметчик	Сметчик	Сметчик	Сметчик	Сметчик
Проектант	Инженер	Инженер	Инженер	Инженер	Инженер	Инженер	Инженер	Инженер	Инженер	Инженер
И.контр.	И.контр.	И.контр.	И.контр.	И.контр.	И.контр.	И.контр.	И.контр.	И.контр.	И.контр.	И.контр.
Удир.	Удир.	Удир.	Удир.	Удир.	Удир.	Удир.	Удир.	Удир.	Удир.	Удир.
Проектирование Инитинской ГЭС на реке Уса										
Станционная плотина и здание ГЭС поперечный разрез										
Кафедра ГТЭС, 2016 г.										



1. Ведомость проекта см. чертёж ДП-13.03.02-1107462.ЭС

ДП-13.03.02-1107462.ЭС										
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета										
Имя	Место	Вид	Масштаб	Вариант	Дата					
Создан	Создана	Создано	Создано	Создано	Создано	Проектирование Интинской ГЭС на реке Уса				
Исполн.	Исполн.	Исполн.	Исполн.	Исполн.	Исполн.	Лист	1	1		
Деконстр.						Главная электрическая схема ГЭС		Кафедра ГТЭС 2016 г		
Упр.										

1. Ведомость проекта см. чертёж ДП-13.03.02-1107462.ЭС



Изм.	Кол. в лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Сенинков	№ 02		13.03.02
Проект.	Мальцев	№ 06		20.06.06
Н.контр.	Купченко	№ 08		30.06.06
Утв.	Татарников	№ 08		30.06.06

Саяно-Шушенский филиал Сибирского
федерального университета


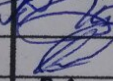
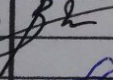
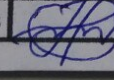
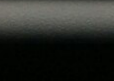
Проектирование Итынской
ГЭС на реке Уса

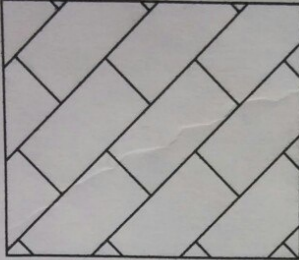
Главная электрическая
схема ГЭС

Кафедра ТЭС
2016 г

Страница	Лист	Листов
1	1	1

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

						ВКР-13.03.02 1107462 ГП			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Интынской ГЭС на реке Уса	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Сенников			20.06				
Провер.					25.06.06				
Т.контр.		Лонский			20.06			1	1
Н.контр.		Кириченко			20.06				
Утв.		Татарников			20.06	Разрез по водосливной части плотины	Кафедра ГГЭЭС, 2016 г		



Туфит
известковый

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата				
						ВКР-13.03.02 1107462 ГР1			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Разраб.		Сенников			14.06	Проектирование Интынской ГЭС на реке Уса	Стадия	Лист	Листов
Провер.					17.06.16			1	1
Т.контр.		Масленникова			15.06	Станционная плотина и здание ГЭС поперечный разрез	Кафедра ГГЭЭС, 2016 г		
Н.контр.		Кириченко			20.06				
Утв.		Татарников			20.06				

52

1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.

						ВКР-13.03.02 1107462 ГП			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Проектирование Интынской ГЭС на реке Уса	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Сенников			14.06				
Провер.					17.06.16			1	1
Т.контр.		Лонский			17.06				
Н.контр.		Кириченко			20.06				
Утв.		Татарников			20.06	Генеральный план, вид с верхнего бьефа, ведомость проекта	Кафедра ГГЭЭС, 2016 г		

