

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, энергетических систем и  
электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ А.А. Ачитаев

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

### ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧУЛЫМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЧУЛЫМ. МЕТОДЫ ПРОВЕРКИ И ИСПРАВЛЕНИЯ ЛИНИЙ ВАЛА ГА.

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

В.С.Архипенко  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата \_\_\_\_\_

П.И. Иониди  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2021

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Чулымской ГЭС на реке Чулым. Методы проверки и исправления линий вала ГА.»

Консультанты по разделам:

Консультант руководителя БР  
подпись,дата      инициалы, фамилия

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Водно-энергетические расчёты  
подпись,дата      инициалы, фамилия

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Основное и вспомогательное  
оборудование

подпись,дата

ициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись,дата      инициалы, фамилия

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Релейная защита и автоматика  
подпись,дата      инициалы, фамилия

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Компоновка и сооружения  
гидроузла

подпись,дата

ициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана  
труда

\_\_\_\_\_

подпись,дата

ициалы, фамилия

Охрана окружающей  
среды

подпись,дата

ициалы, фамилия

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Технико-экономическое  
обоснование

подпись,дата

ициалы, фамилия

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Нормоконтролер

подпись,дата      инициалы, фамилия

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

## СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ЧУЛЫМСКОЙ ГЭС.....	6
ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС.....	9
1.1 Гидрологические данные .....	9
1.2 Данные по энергосистеме.....	11
2 Водно-энергетические расчёты.....	13
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	13
2.1.1 Выбор расчетного средневодного года ( $P=50\%$ ) .....	14
2.1.2 Выбор расчетного маловодного года ( $P=90\%$ ) .....	15
2.2 Расчет режимов работы ГЭС с учётом требований ВХК .....	16
2.3 Баланс энергии .....	16
2.4 Водно-энергетический расчёт на сработку-наполнение водохранилища в маловодный ( $P=90\%$ ) год .....	17
2.5 Определение рабочей мощности, проектируемой ГЭС .....	18
2.6 Баланс мощностей .....	19
2.7 Водно-энергетический расчёт на сработку-наполнение водохранилища в средневодный ( $P=50\%$ ) год .....	20
3 Основное вспомогательное оборудование .....	22
3.1 Построение режимного поля .....	22
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов .....	24
3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	29
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора .....	30
3.5 Расчет спиральной камеры.....	31
3.6 Расчёт деталей и узлов гидротурбины .....	33
3.6.1 Расчет вала на прочность .....	33
3.7 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора	35
3.8 Выбор геометрических размеров машинного зала.....	35
4 Электрическая часть .....	37
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений.....	37
4.2 Выбор основного оборудования ГЭС .....	37
4.2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд .....	37
4.2.2 Выбор главных повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками .....	38
4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком .....	39
4.3 Количество отходящих линий .....	41
4.4 Выбор схемы распределительного устройства .....	42
4.5 Технико-экономический расчет.....	43
4.6 Расчет токов короткого замыкания .....	44
4.6.1 Параметры элементов схемы для расчета токов КЗ.....	44

4.6.2 Расчет токов КЗ с помощью программного обеспечения RastrWin .....	45
4.7 Выбор и проверка оборудования.....	47
4.7.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима .....	47
4.7.2 Выбор электрооборудования для генераторного напряжения.....	48
4.7.3 Выбор генераторного синхронизатора и сетевого анализатора.....	49
4.7.4 Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	50
4.8 Выбор электрооборудования для РУ 110 кВ.....	50
4.9 Выбор дизель – генератора .....	52
4.10 Выбор резервного трансформатора собственных нужд .....	52
5 Релейная защита и автоматика.....	53
5.1 Технические данные оборудования .....	53
5.2 Перечень защит основного оборудования.....	54
5.3 Расчет номинальных токов .....	55
5.4 Описание и расчет уставок защит .....	57
5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора ( $I\Delta G$ ) .....	57
5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $UN(UO)$ ) .....	59
5.4.3 Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ ) .....	62
5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ) .....	62
5.4.5 Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ ).....	66
5.4.6 Дистанционная защита генератора $Z1 <, Z2 <$ .....	68
5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора .....	71
5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор .....	73
5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит.....	73
6 Компоновка и сооружения гидроузла.....	76
6.1 Определение класса гидротехнического сооружения .....	76
6.2 Определение отметки гребня бетонной плотины .....	76
6.3.1 Определение ширины водосливного фронта .....	80
6.3.2 Определение отметки гребня водослива .....	81
6.3.3 Проверка на пропуск поверочного расхода .....	83
6.3.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	86
6.3.5 Расчет водобойного колодца .....	88
6.4 Конструированные элементы плотины .....	90
6.4.1 Расчет водобойной плиты .....	90
6.4.2 Определение ширины подошвы плотины .....	90
6.4.3 Дренаж в теле бетонной плотины .....	91
6.4.4 Дренажные устройства в основании.....	91
6.4.5 Разрезка бетонной водосливной плотины швами .....	91
6.4.6 Быки.....	92
6.4.7 Устои .....	92
6.4.8 Галереи в теле плотины.....	92
6.4.9 Рисберма .....	93
6.5 Пропуск расходов через глубинные водосбросы.....	93

6.6 Статические расчёты плотины .....	94
6.6.1 Вес сооружения.....	94
6.6.2 Сила гидростатического давления воды .....	95
6.6.3 Сила взвешивающего и фильтрационного давления .....	96
6.6.4 Давление грунта .....	97
6.6.5 Волновое давление.....	98
6.7 Расчёт прочности плотины.....	98
6.7.1 Критерии прочности плотины.....	101
6.8 Расчёт устойчивости плотины .....	103
7 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	104
7.1 Оценка объемов реализации электроэнергии .....	104
7.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	104
7.3 Налоговые расходы.....	107
7.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ....	108
7.5 Оценка инвестиционного проекта.....	110
7.5.1 Методология и исходные данные.....	110
7.5.2 Коммерческая эффективность .....	111
7.5.3 Бюджетная эффективность .....	111
7.6 Анализ чувствительности.....	112
8 Мероприятия по охране окружающей среды Чулымского гидроузла .....	116
8.1 Охрана природы .....	116
8.1.1 Общие сведения, охрана окружающей среды.....	116
8.1.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	116
8.1.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища .....	119
8.1.4.. Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	121
9 Безопасность гидротехнических сооружений, охрана труда .....	123
9.2 Пожарная безопасность .....	125
9.2.1 Пожарная безопасность в кабельных помещениях .....	127
10 Методы проверки и исправления линий валов ГА .....	129
10.1 Проверка общей линии вала методом поворота ротора на 360° .....	130
10.2 Проверка уклона валов .....	133
10.2.1 Проверка линии вала методом четырех струн .....	135
10.3 Методы исправления линий валов ГА .....	139
10.3.1 Устранение неперпендикулярности зеркального диска .....	139
10.3.2 Устранение излома линии валов во фланцах.....	140
10.3.3 Устранение уклона линии валов .....	141
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	143
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	145
ПРИЛОЖЕНИЕ А	Водно-энергетические
расчеты.....	145
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Параметры и характеристика гидротурбины .....	157

# СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ЧУЛЫМСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Чулым;
2. Наименование ГЭС.....Чулымская ГЭС;
3. Местонахождение ГЭС.....Красноярский край;
4. Тип проектируемой установки.....ГЭС;
5. Характерные расходы воды:
  - а) среднемноголетний.....598 м<sup>3</sup>/с;
  - б) всех турбин.....513 м<sup>3</sup>/с;
  - в) максимальный с обеспеченностью 0,01%.....3530,0 м<sup>3</sup>/с;  
0,1%.....3151,0 м<sup>3</sup>/с;
  - г) минимальный.....110,0 м<sup>3</sup>/с;
6. Параметры водохранилища:
  - а) характер регулирования стока.....годовой;
  - б) отметка НПУ.....294,50 м;
  - в) отметка ФПУ.....296,50 м;
  - г) отметка УМО.....284,30м;
  - д) объем водохранилища полный.....5,98км<sup>3</sup>;
  - е) объем водохранилища полезный.....3,76км<sup>3</sup>;
7. Напоры ГЭС:
  - а) максимальный.....29,55 м;
  - б) расчетный.....20,30 м;
  - в) минимальный.....16,32 м;
8. Энергетические характеристики:
  - а) установленная мощность .....195 МВт;
  - б) среднемноголетняя выработка электроэнергии.....1,04 млрд. кВ·ч;
9. Плотина (общая длина/максимальная высота):
  - а) правобережная глухая бетонная плотина.....60 м / 37 м;
  - б) левобережная глухая бетонная плотина .....36 м / 44,6 м;
  - в) водосливнаябетонная плотина.....52 м / 50,75 м;
10. Водосбросные сооружения:
  - а) тип.....поверхностный водослив;
  - б) число и размер пролетов.....4x9 м;
  - в) общая длина.....52 м;
  - г) максимальная высота.....50,75 м;
11. Компоновка ГЭС:
  - а) тип.....русловая;
  - б) отметка дна в створе ГЭС ..... 264,30м;
  - в) число агрегатов.....4;
  - г) грунты в основании.....алевролит;
  - д) тип спиральной камеры.....бетонная трапецидального сечения;
  - е) тип отсасывающей трубы.....изогнутая;
12. Основное оборудование:
  - а) тип турбин.....ПЛ30а-В-630;

- б) тип генератора.....ВГС-850/110-64;  
в) мощность генератора.....48МВт;  
г) частота вращения.....93,8 об/мин;  
д) тип трансформаторов.....ТДЦ 80000/110-У1;

13. Технико – экономические показатели:

- а) срок окупаемости.....6 лет 10 месяца;  
б) себестоимость электроэнергии.....0,17 руб./кВт·ч;  
в) индекс прибыльности PI.....1,82;  
г) удельные капиталовложения..... 67377,19 руб./кВт.

## **ВВЕДЕНИЕ**

Электроэнергетика — отрасль экономики Российской Федерации, включающая в себя комплекс экономических отношений, возникающих в процессе производства (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, сбыта и потребления электрической энергии с использованием производственных и иных имущественных объектов. Электроэнергетика является основой функционирования экономики и жизнеобеспечения.

Гидроэнергетика является наиболее эффективным способом получения электроэнергии, так как производство электроэнергии с меньшими издержками, по сравнению с ТЭС и АЭС.

Также гидроэлектростанции экологически безопасные объекты, так как не используют нефть, газ, ядерное горючее, тем самым не загрязняют атмосферу и окружающую среду. Человечеству электроэнергия нужна, причем потребности в ней увеличиваются с каждым годом. Вместе с тем запасы традиционных природных топлив (нефти, угля, газа и др.) не бесконечны. Таким образом, необходимо развивать гидроэнергетику в настоящее время.

Целью бакалаврской работы является проработка основных этапов проектирования ГЭС и в процессе проработки, необходимо найти оптимальные проектные решения с применением теоретических знаний.

# 1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

## 1.1 Гидрологические данные

Протяженность реки 1799 км. Площадь водосборного бассейна 134 000 км<sup>2</sup>. Питание реки - дождевое и снеговое.

Половодье весеннее и относительно высокие летние паводки. Основная часть стока приходится во время половодья (примерно 65% от общего годового стока). Среднемноголетний расход воды в реке составляет 598 м<sup>3</sup>/с.

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Чулым за период 1933–1982 гг. представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Гидрологический ряд реки Чулым

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1933	167	257	447	643	776	761	614	605	425	372	163	172	450
1934	265	251	450	620	731	1135	727	673	551	425	240	188	521
1935	177	264	460	625	944	1144	846	670	488	327	195	184	527
1936	257	349	540	677	1151	1200	1414	730	503	324	282	215	637
1937	205	279	469	682	1301	1634	1328	706	581	479	340	214	685
1938	188	368	565	1059	1217	1454	1260	961	594	508	405	219	733
1939	225	300	582	791	978	1097	1046	743	503	360	196	184	584
1940	277	245	558	732	718	1082	634	668	597	298	217	229	521
1941	198	285	476	683	1409	1689	1406	710	546	499	272	209	699
1942	209	285	576	678	1051	1121	1052	825	571	546	302	246	622
1943	187	276	461	603	777	1041	862	717	588	315	168	156	513
1944	251	339	457	769	844	822	874	681	479	311	188	159	515
1945	256	250	430	605	639	659	695	624	438	192	187	174	429
1946	263	305	450	847	940	1412	1055	809	589	593	386	259	659
1947	246	337	580	1294	1751	2040	1700	1215	590	545	314	377	916
1948	203	287	512	765	955	1217	1095	845	563	460	267	205	615
1949	203	288	566	861	1524	1137	1124	792	571	408	193	197	655
1950	198	267	570	714	910	1530	1044	606	502	388	182	185	591
1951	159	355	452	681	705	667	639	627	429	304	188	177	448
1952	158	352	446	599	1050	1318	1036	760	576	388	196	187	589
1953	177	258	573	696	718	886	682	703	457	319	187	164	485
1954	162	257	447	640	1371	1234	1325	703	578	411	313	214	638
1955	174	257	555	682	807	844	735	705	408	429	228	188	501
1956	149	241	541	741	868	999	1016	735	555	460	340	189	570
1957	276	355	554	955	1111	1481	1041	799	506	420	456	243	683
1958	188	378	577	1011	1621	1661	1780	1058	542	538	355	219	827

Окончание таблицы 1.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qср. год
1959	171	268	368	902	1243	1382	1111	646	584	354	215	185	619
1960	166	263	491	732	1127	1456	1296	867	502	466	315	242	660
1961	206	294	493	1256	1156	1375	1062	1121	589	541	288	251	719
1962	210	298	398	880	882	1058	713	803	464	338	187	178	534
1963	166	363	397	639	750	906	815	640	429	380	415	228	511
1964	196	188	323	675	638	620	605	610	350	270	200	177	404
1965	171	261	463	800	860	982	615	828	543	460	259	218	538
1966	185	384	569	777	1819	1880	918	683	529	330	205	180	705
1967	159	250	455	643	813	897	747	919	529	445	234	180	523
1968	155	343	564	707	805	779	658	876	369	325	189	177	496
1969	250	336	441	879	2061	1980	1203	732	555	568	347	323	806
1970	189	373	482	982	1001	1520	985	958	593	562	280	218	679
1971	185	390	481	1140	1750	2050	1740	1130	530	525	430	250	883
1972	155	446	546	722	981	852	911	838	579	419	298	215	580
1973	282	466	565	1198	1047	1245	1271	743	584	288	243	187	677
1974	160	445	554	621	664	727	628	616	372	510	214	167	473
1975	254	445	545	639	667	1314	973	755	483	414	236	158	574
1976	259	437	544	920	973	1240	1120	1014	523	549	420	182	682
1977	268	455	558	1167	929	991	841	781	538	494	334	181	628
1978	270	466	577	1026	772	699	690	766	542	277	258	176	543
1979	281	466	571	656	958	1138	949	605	551	340	389	243	596
1980	187	465	570	693	603	867	797	620	560	343	258	212	515
1981	266	457	553	619	681	604	616	721	524	250	218	177	474
1982	221	273	528	676	672	637	650	646	655	252	199	143	453
$Q_{ср.}$	209	332	508	792	1013	1169	979	774	522	407	270	204	598

Координаты кривой связи верхнего бьефа представлены на рисунке 1.1.

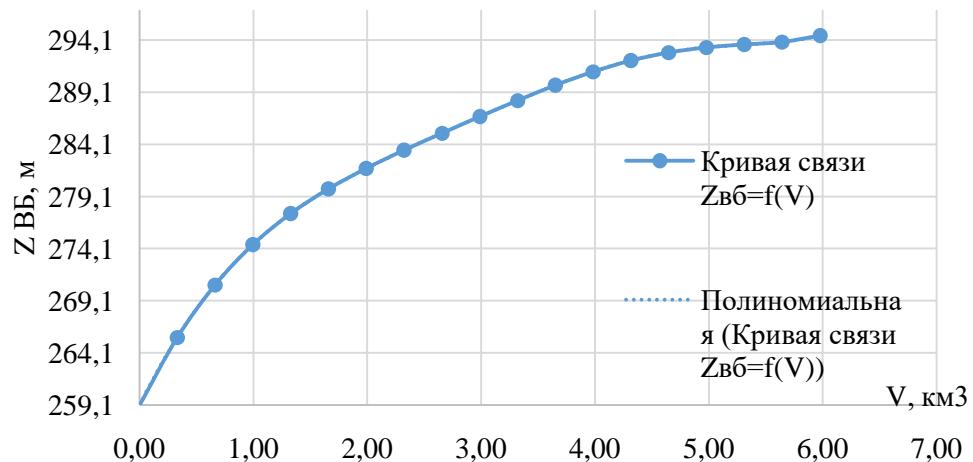


Рисунок 1.1 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

Кривая зависимости расхода от уровня воды в створе гидроузла для периода открытого русла представлены на рисунке 1.2.

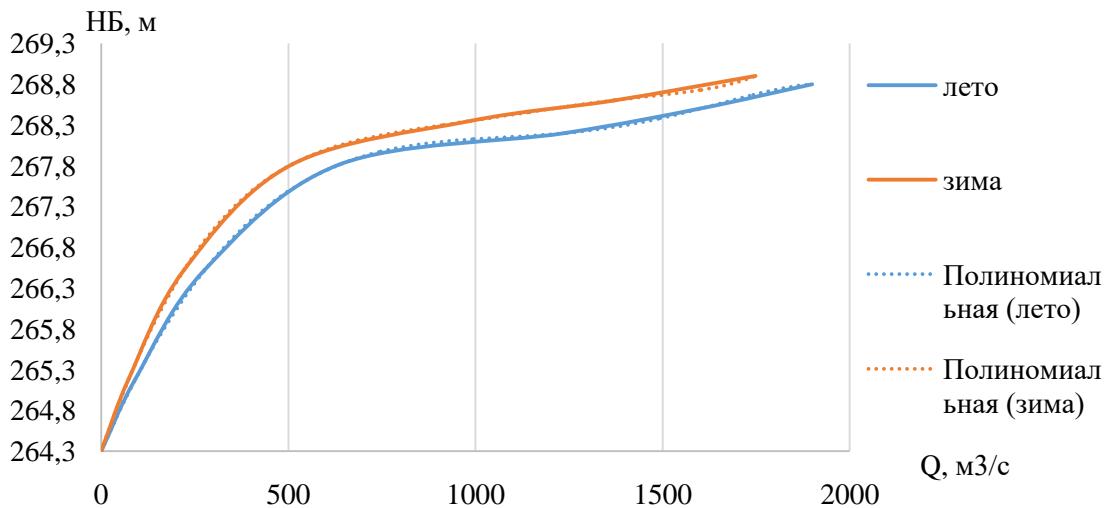


Рисунок 1.2 – Кривые связи расходов и уровней нижнего для летнего и зимнего периодов

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Требования участников ВХК и потери воды

$Q, \text{м}^3/\text{с}$	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	220	220	220	220	440	440	440	440	440	220	220	220
Фильтрация	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Испарение	1	1	2	3	3	3	3	3	2	1	1	1
Льдообразование	9	9	0	-14	-23	0	0	0	0	0	9	9

## 1.2 Данные по энергосистеме

Проектируемая гидростанция входит в энергосистему ОАО «СО ЕЭС» Сибири.

Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Сибири управляет режимами 10-ти энергосистем ОЭС Сибири, 8 из которых расположены на территории Сибирского Федерального округа, 2 – на территории Дальневосточного Федерального округа.

Электроэнергетический комплекс образуют 112 электростанций, имеющие суммарную установленную мощность 52 104,76 МВт. Из них на долю гидроэлектростанций приходится 25 301,60 МВт (48,6%), на долю тепловых электростанций – 26 577,96 МВт (51,0%), солнечных электростанций – 225,2 МВт (0,4%).

Данные по энергосистеме представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Данные по энергосистеме

Время	Зима	Лето
	Потребление МВт · ч	Потребление МВт · ч
00:00	6981	5374
01:00	7041	5377
02:00	7067	5518
03:00	7061	5712
04:00	7122	5915
05:00	7200	6090
06:00	7235	6208
07:00	7343	6209
08:00	7304	6185
09:00	7270	6191
10:00	7293	6211
11:00	7261	6204
12:00	7286	6190
13:00	7137	6157
14:00	7682	6153
15:00	7670	6142
16:00	7591	6129
17:00	7587	6152
18:00	7575	6158
19:00	7425	5975
20:00	7282	5706
21:00	7108	5559
22:00	7063	5451
23:00	6965	5409

Данные по существующим ГЭС представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Существующие ГЭС

Название ГЭС	$\mathcal{E}_{год}$ , млрд кВт · ч	$N_{уст}$ , МВт
Красноярская ГЭС	9,20	3000
Богучанская ГЭС	8,80	1500

## 2 Водно–энергетические расчёты

### 2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

При выборе установленной мощности ГЭС и расчета выработки необходимо определить расходы маловодного и средневодного года. Исходя из представленного гидрологического ряда за 50 лет наблюдений для реки Чулым за 1933-1982 гг (таблица 1.1)

Необходимо разделить год на два основных периода: половодье и межень. Месяцы, где расходы больше среднегодового значения, относятся к половодью, а те месяцы, где расход меньше среднегодового – межени.

После того определены границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, межень и период половодья. Данные располагаются в порядке убывания и по полученным результатам вычисляется обеспеченность для каждого года по формуле (2.1):

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

Полученные результаты представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Среднегодовой расход, маловодный сезон и период половодья

Годы	$Q$ , ср. год	Годы	$Q$ ср. пол.	Годы	$Q$ ср. меж.	$P$
1947	916	1947	1600	1947	427	2
1971	883	1971	1562	1976	416	4
1958	827	1958	1426	1938	407	6
1969	806	1969	1371	1946	406	8
1938	733	1966	1215	1979	406	10
1961	719	1961	1194	1977	404	12
1966	705	1938	1190	1969	403	14
1941	699	1941	1179	1957	401	16
1937	685	1937	1130	1958	400	18
1957	683	1973	1101	1971	399	20
1976	682	1960	1096	1942	391	22
1970	679	1970	1089	1970	385	24
1973	677	1949	1088	1961	380	25
1960	660	1957	1077	1972	380	27
1946	659	1959	1057	1973	374	29
1949	655	1954	1055	1980	371	31
1954	638	1976	1053	1937	367	33
1936	637	1936	1034	1978	367	35
1977	628	1946	1013	1975	362	37
1942	622	1948	975	1948	357	39

Окончание таблицы 2.1

Годы	$Q$ , ср. год	Годы	$Q$ ср. пол.	Годы	$Q$ ср. меж.	$P$
1959	619	1950	961	1941	355	41
1948	615	1952	956	1956	354	43
1979	596	1942	945	1936	353	45
1950	591	1977	942	1960	349	47
1952	589	1939	931	1981	349	49
1939	584	1956	872	1949	347	51
1972	580	1975	870	1974	346	53
1975	574	1962	867	1940	346	55
1956	570	1979	861	1954	340	57
1978	543	1972	861	1966	340	59
1965	538	1935	846	1963	340	61
1962	534	1965	817	1965	339	63
1935	527	1967	804	1982	339	65
1967	523	1943	800	1934	339	67
1934	521	1944	798	1939	336	69
1940	521	1978	791	1952	329	71
1980	515	1934	777	1950	327	73
1944	515	1940	767	1967	322	75
1943	513	1968	765	1955	320	76
1963	511	1955	755	1944	312	78
1955	501	1963	750	1943	307	80
1968	496	1953	737	1959	306	82
1953	485	1980	716	1953	305	84
1981	474	1933	680	1968	303	86
1974	473	1951	664	1951	302	88
1982	453	1982	656	1933	300	90
1933	450	1974	651	1935	299	92
1951	448	1981	648	1962	296	94
1945	429	1945	644	1945	275	96
1964	404	1964	630	1964	243	98

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года в проекте принимаются равными 90 и 50% соответственно.

### 2.1.1 Выбор расчетного средневодного года ( $P=50\%$ )

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем год расчётной обеспеченности 50%, так как года с 50% обеспеченностью нет, определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1952 и 1939 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью для 1952 года.

$$K_{\pi} = \frac{Q_{\text{баз}}(\text{половодье})}{Q_{1952 \text{ по половодью}}} = \frac{901,5}{953} = 0,95, \quad (2.2)$$

$$K_m = \frac{Q_{\text{баз(межень)}}}{Q_{1952 \text{ по межени}}} = \frac{348}{329} = 1,06. \quad (2.3)$$

Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью для 1939 г.

$$K_n = \frac{Q_{\text{баз(половодье)}}}{Q_{1939 \text{ по половодью}}} = \frac{901,5}{931} = 0,97, \quad (2.4)$$

$$K_m = \frac{Q_{\text{баз(межень)}}}{Q_{1939 \text{ по межени}}} = \frac{348}{336} = 1,04. \quad (2.5)$$

За средневодный год принимаю 1939 год, поскольку среднее значение коэффициентов ближе к единице, чем у 1952 год.

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

По кривой обеспеченности годовых расходов определяем год расчетной обеспеченности 90%: 1982. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью.

$$K_n = \frac{Q_{1933}}{Q_{1982}} = \frac{300}{339} = 0,9, \quad (2.6)$$

$$K_m = \frac{Q_{1982}}{Q_{1982}} = \frac{656}{656} = 1. \quad (2.7)$$

В таблице 2.2 расчетные средневодный и маловодный года.

Таблица 2.2 – Расходы средневодного и маловодного года

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
90% обеспеченности, 1982 г.												
Исходные	221	273	528	676	672	637	650	646	545	252	199	143
50% обеспеченности, 1939 г.												
Исходные	225	300	582	791	978	1097	1046	743	503	360	196	184
Приведенные	234	309	605	823	949	1064	1015	721	488	374	204	191
Исправленные	234	309	584	823	949	1064	1015	721	488	374	214	201

## 2.2 Расчет режимов работы ГЭС с учётом требований ВХК

По методике, изложенной, См.: Затеева Е.Ю. Выбор параметров ГЭС, 2005. - с 34-40 [1], проведены расчеты мощностей для двух конкурирующих режимов работы ГЭС, результаты занесены в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Режимы работы

Месяц	Режим работы ГЭС по водотоку											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{(90\%)}, \text{м}^3/\text{с}$	215	291	498	676	672	637	650	646	546	275	189	145
$\Sigma Q_{\text{потерь}}, \text{м}^3/\text{с}$	15	15	7	-6	-15	8	8	8	7	6	15	14
$Q_{\text{полезн}}, \text{м}^3/\text{с}$	200	276	491	682	687	629	642	638	539	269	174	131
$Z_{B6}, \text{м}$	294	294	294	294	294	294	294	294	294	294	294	294
$Z_{H6}, \text{м}$	266	267	268	268	268	268	268	268	268	267	266	266
$H, \text{м}$	28	27	26	26	26	26	26	26	26	27	28	28
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	45	60	103	142	143	131	134	133	113	59	39	30
Режим работы ГЭС по требованиям ВХК												
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	220	220	220	220	440	44	440	440	440	220	220	220
$Z_{B6}, \text{м}$	294	294	294	294	294	294	294	294	294	294	294	294
$Z_{H6}, \text{м}$	267	267	267	267	268	268	268	268	267	267	267	267
$H, \text{м}$	27	27	27	27	26	26	26	26	27	27	27	27
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	53	53	53	53	102	102	102	102	102	53	53	53
$N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}$	-9	7	50	89	41	29	32	31	11	6	-14	-23

Избыток мощности:

$$\sum N_{\text{быт}} - \sum N_{\text{ВХК}} = 248 \text{ МВт.} \quad (2.8)$$

Полученные данные используем для размещения линии гарантированной мощности. Окончательное положение линия гарантированной мощности примет после проведения водно-энергетического расчета.

## 2.3 Баланс энергии

На рисунке 2.2 представлен баланс энергии.

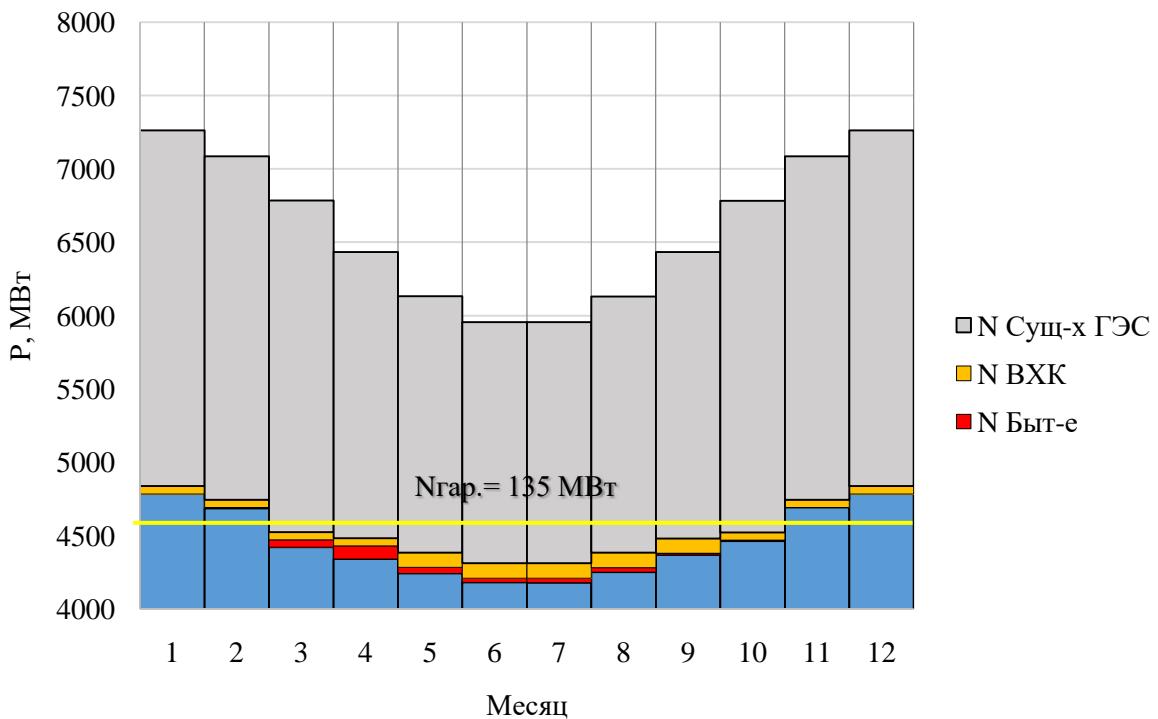


Рисунок 2.2 – Баланс энергии

Из баланса энергии определены: первый месяц начала сработки водохранилища – ноябрь.

#### 2.4 Водно-энергетический расчёт на сработку-наполнение водохранилища в маловодный ( $P=90\%$ ) год

В результате расчёта первой итерации водохранилище было переполнено, из чего сделан вывод об увеличении гарантированной мощности. Увеличенные мощности выносятся на баланс энергий. После расчёта второй итерации получены отметка УМО = 284,6 м, график сработки-наполнения водохранилища для маловодного года представлены на рисунке 2.3.

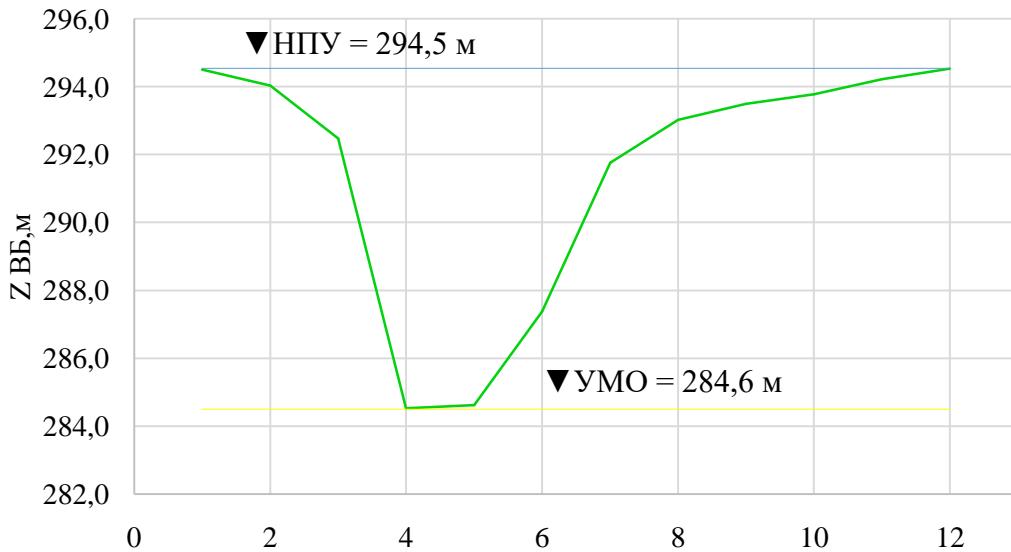


Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища в маловодный год

## 2.5 Определение рабочей мощности, проектируемой ГЭС

Рабочая мощность в каждом месяце определяется из ИКН для типичных суток этого месяца (см. приложения).

Выработка для треугольника проектируемой ГЭС получена в результате сработки маловодного года:

$$\mathcal{E}_i = N_{\text{гар}i} \cdot 24\text{ч.} \quad (2.9)$$

При распределении полученной выработки на ИКН (части в полуниковой зоне и части в базовой), рабочая мощность была определена как сумма мощностей, соответствующим этим двум составляющим выработки:

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{полупик}} + N_{\text{баз.}} \quad (2.10)$$

Также, из установленных мощностей и среднесуточных выработок в каждом месяце были определены рабочие мощности существующих ГЭС (см. приложения). Результаты сведены в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Определение рабочих мощностей проектируемой ГЭС

Месяц	$N_{\text{гар}}$ , МВт	$\mathcal{E}_{\text{гар}}$ , МВт · ч	$\mathcal{E}_6$ , МВт · ч	$\mathcal{E}_{\text{пик}}$ , МВт · ч	$N_6$ , МВт	$N_{\text{пик}}$ , МВт	$N_{\text{раб}}$ , МВт
I	135	3,24	0,38	2,86	16	174	190
II	43	1,02	0,42	0,60	17	140	157
III	49	1,18	0,48	0,70	20	54	74
IV	60	1,43	0,58	0,84	24	74	98
V	109	2,63	1,18	1,45	49	100	149
VI	112	2,68	1,20	1,47	50	81	131

## Окончание таблицы 2.4

Месяц	$N_{\text{гар}}, \text{МВт}$	$\dot{\mathcal{E}}_{\text{гар}}, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	$\dot{\mathcal{E}}_b, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	$\dot{\mathcal{E}}_{\text{пик}}, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	$N_b, \text{МВт}$	$N_{\text{пик}}, \text{МВт}$	$N_{\text{раб}}, \text{МВт}$
VII	113	2,71	1,22	1,49	51	80	131
VIII	115	2,75	1,24	1,51	52	97	149
IX	116	2,78	1,25	1,53	52	76	128
X	66	1,58	0,65	0,93	27	47	74
XI	65	1,56	0,63	0,93	26	131	157
XII	135	3,24	0,57	2,67	24	166	190

## 2.6 Баланс мощностей

Строится на графике максимальных мощностей. Нагрузочный резерв для РДУ принимается равным  $2\% P_{C(\max)}$ , располагается на существующих и проектируемой ГЭС. Данный резерв располагается на существующих и проектируемой ГЭС. Аварийный резерв составляет  $8\% P_{C(\max)}$ , располагается на ТЭС.

Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в месяцы пониженного потребления, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. когда на ГЭС имеется свободная мощность, аналогично для ТЭС. Результаты сведены в таблицу 2.5

Таблица 2.5 – Баланс мощностей

Месяц	Система			Существующая ГЭС		Проектируемая ГЭС			ТЭС		
	$P_{\text{систем.макс.}}, \text{МВт}$	$N_{\text{н.р.}}, \text{МВт}$	$N_{\text{рем}}, \text{МВт}$	$N_{\text{раб}}, \text{МВт}$	$N_{\text{н.р.}}, \text{МВт}$	$N_{\text{раб.макс.}}, \text{МВт}$	$N_{\text{н.р.}}, \text{МВт}$	$N_{\text{рем}}, \text{МВт}$	$N_{\text{раб.макс.}}, \text{МВт}$	$N_{\text{н.р.}}, \text{МВт}$	$N_{\text{рем}}, \text{МВт}$
I	7657	153	613	2806	148	190	5		4662	373	
II	7467	149	597	2665	145	157	4		5032	372	
III	7138	143	571	2466	141	74	2		5008	368	
IV	6557	135	541	2196	133	98	2		4707	357	
V	6427	129	514	2040	125	149	4		4429	339	96
VI	6236	125	499	1889	122	131	3		4401	337	292
VII	6236	125	499	1889	122	131	3		4401	337	294
VIII	6425	129	514	2040	125	149	4		4428	339	98
IX	6755	135	540	2196	133	128	2		4674	354	
X	7135	143	571	2466	141	74	2		5006	368	
XI	7465	149	597	2665	145	157	2		5030	371	
XII	7657	153	613	2806	148	190	5		5001	373	

32

На рисунке 2.4 представлен баланс мощностей.

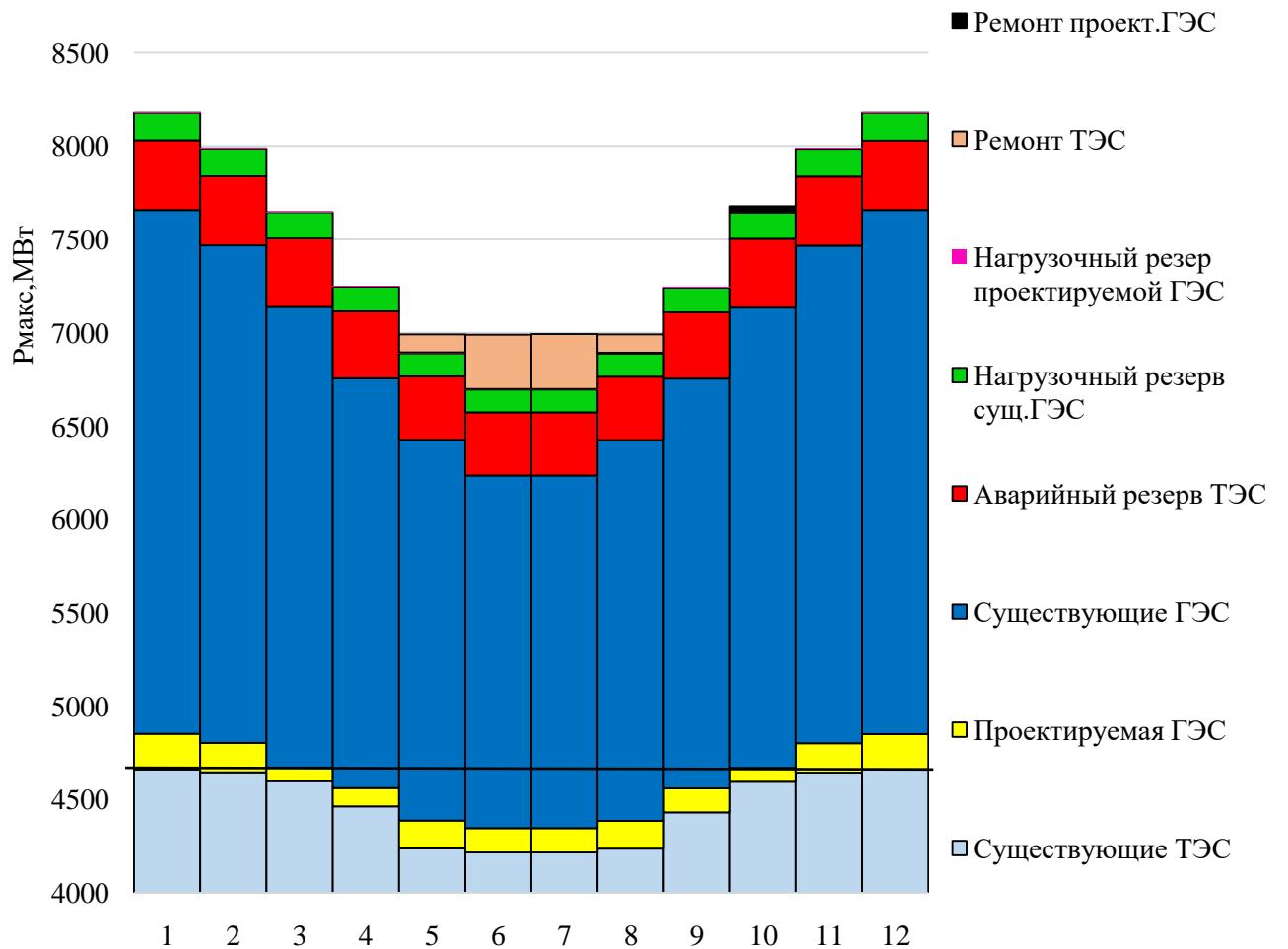


Рисунок 2.4 – Баланс мощностей РДУ Красноярского края с учётом проектируемой Чулымской ГЭС

Установленную мощность Чулымской ГЭС определим по данным декабря по формуле:

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{раб}} + N_{\text{нагр}} = 190 + 5 = 195 \text{ МВт.} \quad (2.11)$$

## 2.7 Водно-энергетический расчёт на сработку-наполнение водохранилища в средневодный ( $P=50\%$ ) год

ВЭР средневодного года производится для определения среднемноголетней выработки, проектируемой ГЭС.

Проводится в две итерации: первая – сработка-наполнение производится максимально приближенно к сработке-наполнению маловодного года, вторая – быстрое наполнение водохранилища и увеличение срока работы при высоких напорах. Из второй итерации находится среднемноголетняя выработка. Как сумма выработок за каждый месяц.

Строится график рисунок 2.5, на котором отображаются сработка-наполнения водохранилища для средневодного и маловодного года.

$$\mathcal{E}_{\text{ср.мнолетня}} = 1,043 \text{ млрд кВт} \cdot \text{ч.}$$

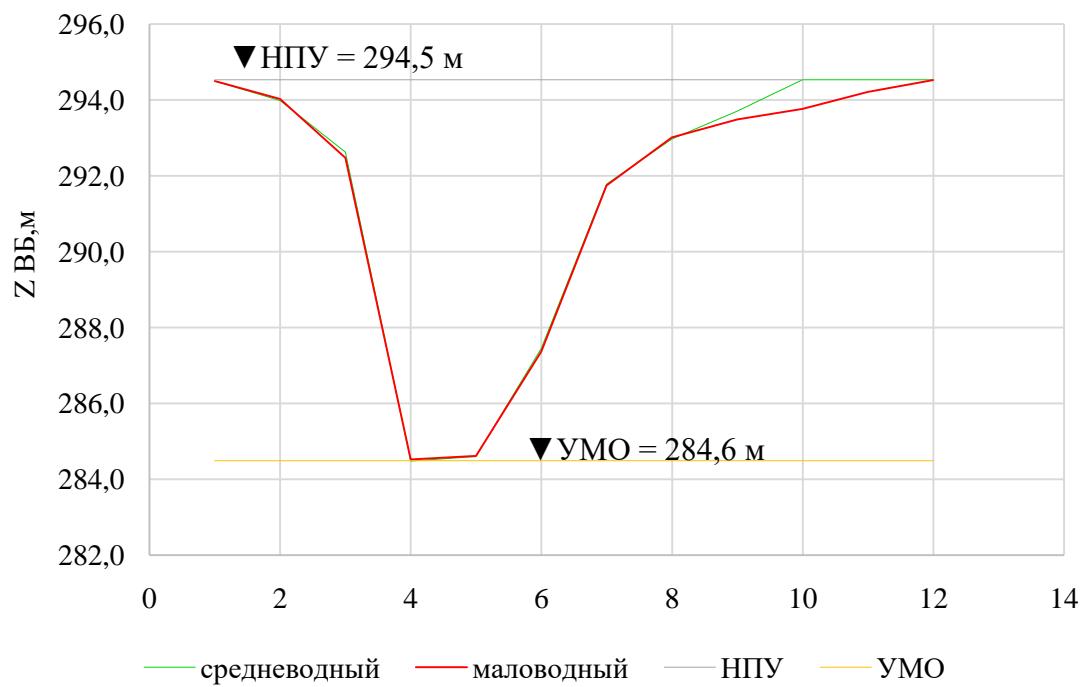


Рисунок 2.5 – График сработки-наполнения водохранилища

Из водно-энергетического расчета была вычислена выработка для обеих итераций.

### **3 Основное вспомогательное оборудование**

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

Необходимо определить область допустимой работы, проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению (3.1):

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = Z_{ВБ}(V_{сраб}) - Z_{НБ}(Q_{НБ}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

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

$Z_{НБ}(Q_{НБ})$  – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода

Ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением (3.2):

$$N_{уст}^p = k_N \cdot Q_{ГЭС} \cdot H_{ГЭС}. \quad (3.2)$$

2) Ограничение по пропускной способности ГЭС, определяемое уравнением (3.3):

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

где  $Q_{ГЭС}^{max}$  – максимальная пропускная способность

$H_p$  – расчетный по мощности напор. Определяется в точке пересечения линий ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчетного напора.

Результаты представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля Чулымской ГЭС

Кривые связи НБ			Напорные характеристики		Линия ограничения по расчетной установленной мощности ГЭС		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{\text{НБ}}, \text{м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{НБ.л}}, \text{м}$	$Z_{\text{НБ.з}}, \text{м}$	$\Delta H_{\text{ПУ}}, \text{м}$	$\Delta U_{\text{МО}}, \text{м}$	$H_{\text{ГЭС}}, \text{м}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$	$H_{\text{ГЭС}}, \text{м}$	$Q_{\text{ГЭС}}, \text{м}^3/\text{с}$
0	264,3	264,10	30,60	20,10	26,9	819,53	20,3	1083,30
110	265,6	265,14	29,56	19,06	26,3	838,23	19,84	1073,79
300	267,0	266,45	28,25	17,75	25,7	857,79	19,49	1064,20
450	267,7	267,12	27,58	17,08	25,1	878,30	19,14	1054,52
600	268,0	267,54	27,16	16,66	24,5	899,81	18,78	1044,75
750	268,1	267,78	26,92	16,42	23,9	922,40	18,43	1034,89
900	268,2	267,88	26,82	16,32	23,3	946,15	18,08	1024,94
1050	268,3	267,93	26,77	16,27	22,7	971,16	17,72	1014,88
1200	268,5	267,98	26,72	16,22	22,1	997,53	17,37	1004,73
1350	269,1	268,10	26,60	16,10	21,5	1025,37	17,02	994,473
1500	270,1	268,35	26,35	15,85	20,9	1054,80	16,67	984,108
1650	271,7	268,78	25,92	15,42	20,3	1085,98	16,31	973,632

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности. Оно отображено на рисунке 3.1.

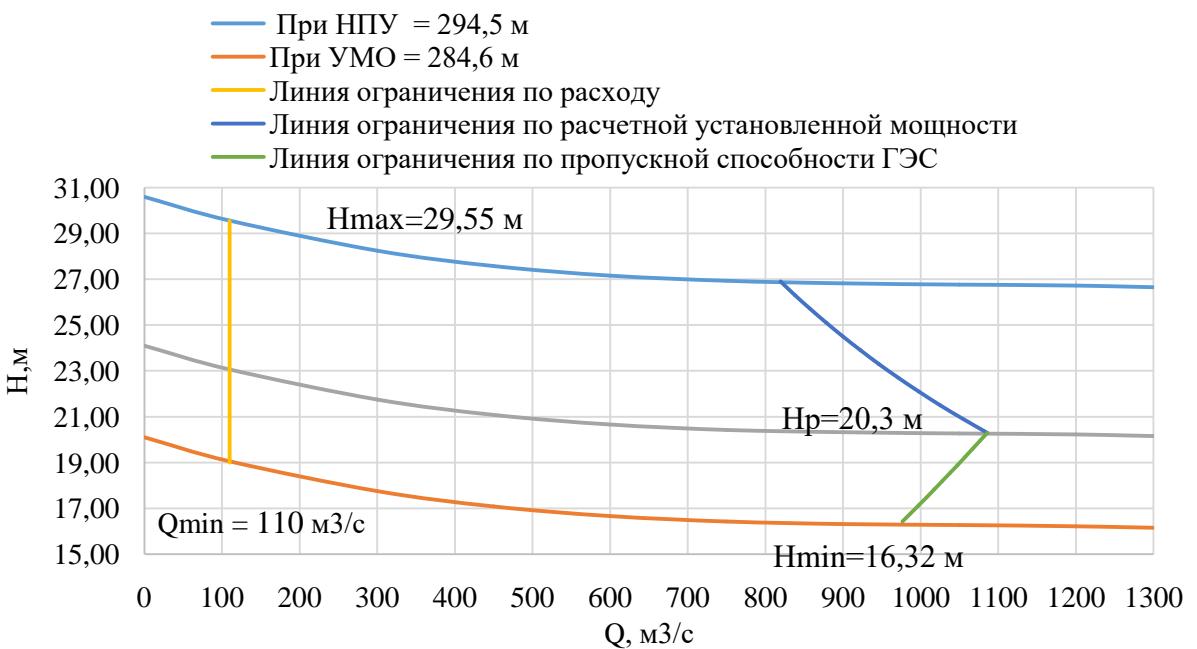


Рисунок 3.1 – Режимное поле проектируемой ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор  $H_{max} = 29,55$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу  $Q_{min} = 110,0 \text{ м}^3/\text{с}$ ;

- расчётный напор  $H_{расч} = 20,30$  м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор  $H_{min} = 16,32$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

### 3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

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

- 1) Значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного, т.е.  $H_{max} \leq H_{\text{пред.}}$ ;
- 2) Отношение  $\frac{H_{min}}{H_{max}}$  должно быть не меньше справочных данных;
- 3) Максимальный диаметр рабочего колеса должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Для данного максимального напора выбраны следующие реактивные гидротурбины:

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

Составляется таблица параметров моделей данных гидротурбин (табл. 3.2):

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр	ПЛ-30а-В	ПЛ-30б-В
Диапазон регулирования	$H_{min} / H_{max}$	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{I opt}, \text{об}/\text{м}$	126
Оптимальный приведенный расход	$Q_{I opt}, \text{л}/\text{с}$	890
Оптимальный КПД модели	$\eta_{m opt}$	0,912
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1max}, \text{л}/\text{с}$	1950
Коэффициент кавитации	$\sigma(Q'_{1max})$	1,0
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1m}, \text{м}$	0,460
Напор модельной турбины	$H_{\text{мод}}, \text{м}$	4
Температура	$t_{\text{мод}}, ^\circ\text{C}$	5
		21

На главных универсальных характеристиках турбин намечаются расчетные точки Р1, предварительно проводя линию через оптимум КПД.

Для ПЛ30а-В:  $Q'_{(p1)} = 1,78 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ ,  $\eta'_{(p1)} = 0,886$ ;

Для ПЛ30б-В:  $Q'_{(p1)} = 1,81 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ ,  $\eta'_{(p1)} = 0,890$ .

Для выбора оптимального рабочего колеса необходимо выполнить основные расчёты для ряда стандартных диаметров [4]. Результаты расчётов представлены в таблицах 3.3, 3.4, для ПЛ30а-В и ПЛ30б-В соответственно.

КПД натурной турбины определим по формуле:

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

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

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

$\nu_M, \nu_H$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натурных и модельных условий  $t_M$ ;  $t_H$ ;

$\varepsilon$  – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ( $\varepsilon = 0,75$ ).

$$\eta_T = 1 - (1 - 0,886) \cdot \left( 0,25 + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,46}{6,3}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{20,3}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1510000}{1250000}} \right) = \\ = 0,927.$$

Мощность агрегата в расчетной точке, которую далее пересчитывается после уточнения числа агрегатов:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{Ip} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_\Gamma^{cp}; \quad (3.5)$$

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

$D_1, H_p$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\eta_T$  – КПД натурной гидротурбины;

$\eta_\Gamma^{cp}$  – средний КПД генератора (предварительно принимаем 0,97).

$$N'_a = 9,81 \cdot 1,78 \cdot 6,3^2 \cdot 20,3^{1,5} \cdot 0,927 \cdot 0,97 = 56985,15 \text{ кВт.}$$

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$z_a' = \frac{N_{уст}^{\text{прГЭС}}}{N'_a}, \quad (3.6)$$

где  $N_{уст}^{\text{прГЭС}} = 195 \text{ МВт}$  – расчетная установленная мощность.

Как правило, число агрегатов получается дробное, что требует округления его в большую сторону. Согласно стандарту, округляемое число должно быть кратно 2 или 3. Благодаря этому условию соблюдается симметрия схемы электрических соединений станции.

$$z_a' = \frac{195000}{56985,15} = 3,42 \approx 4.$$

Поправка на приведенную частоту вращения:

$$\Delta = \frac{\eta_T}{\eta_M}, \quad (3.7)$$

где  $\eta_T$  – КПД натурной гидротурбины;

$\eta_M$  – КПД модельной турбины.

$$\Delta = \frac{0,927}{0,886} = 1,05.$$

Синхронная частота вращения турбины:

$$n_c = \frac{n'_{Ip} \cdot \sqrt{H_P \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.8)$$

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

$\Delta$  - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчетной точке.

$$n_c = \frac{126 \cdot \sqrt{20,3 \cdot 1,05}}{6,3} = 92,16 \text{ об/мин.}$$

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения.

Значения приведенной частоты вращения для напоров  $H_{max}$ ,  $H_p^N$ ;  $H_{min}$ , необходимы для нанесения линий приведенной частоты на УХ, которые рассчитываются по формулам (3.9), (3.10), (3.11):

$$n'_{I_{max}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}} = \frac{93,8 \cdot 6,3}{\sqrt{16,32 \cdot 1,05}} = 143,03, \quad (3.9)$$

$$n'_{I_p} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta}} = \frac{93,8 \cdot 6,3}{\sqrt{20,3 \cdot 1,05}} = 128,24, \quad (3.10)$$

$$n'_{I_{min}} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}} = \frac{93,8 \cdot 6,3}{\sqrt{29,55 \cdot 1,05}} = 106,29. \quad (3.11)$$

Окончательное положение расчетной точки на линии  $n'_{H_p}$  с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегата осуществляется на основании решения следующего уравнения:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\Gamma}^{cp}} = \frac{48750}{9,81 \cdot 6,3^2 \cdot 20,3^{1,5} \cdot 0,97} = 1,411. \quad (3.12)$$

Для полученной расчетной точки необходимо построить линию ограничения по мощности, для этого на линии  $n'_{H_{max}}$ , аналогичным образом, подставляя в уравнение выше вместо  $H_p^N$  напор  $H_{max}$  находим точку и соединяем ее с расчетной.

Приведенный расход определяем по формуле (3.13):

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

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

Все расчеты для рассматриваемых турбин сведены в таблицы 3.3 и 3.4.

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

$D_1, \text{ м}$	<b>6,3</b>	7,1	7,5	8
$\eta_T$	<b>0,927</b>	0,928	0,928	0,929
$N_a, \text{ кВт}$	<b>56985,15</b>	72458,97	80894,82	92095,25
$z'_a$	<b>3,42</b>	2,69	2,41	2,12
$z_a$	<b>4</b>	3	3	3
$N_a, \text{ кВт}$	<b>48750</b>	65000	65000	65000
$\Delta$	<b>1,05</b>	1,05	1,05	1,05
$n'_c, \text{ об/мин}$	<b>92,16</b>	81,82	77,48	72,66
$n_c, \text{ об/мин}$	<b>93,8</b>	83,3	83,3	75
$n_{Hmax}, \text{ об/мин}$	<b>143,03</b>	143,06	151,08	145,05
$n_{Hp}, \text{ об/мин}$	<b>128,24</b>	128,27	135,47	130,06
$n_{Hmin}, \text{ об/мин}$	<b>106,29</b>	106,32	112,28	107,80
$Q_I \cdot \eta_T(H_{\text{расч}})$	<b>1,411</b>	1,482	1,328	1,167
$Q'_I \cdot \eta_T(H_{\text{max}})$	<b>0,804</b>	0,844	0,756	0,664

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ30б-В

$D_1, \text{ м}$	6	6,3	6,7
$\eta_T$	0,925	0,93	0,93
$N_a, \text{ кВт}$	52478,07	57885,69	65509,99
$z'_a$	3,72	3,37	2,98
$z_a$	4	4	3
$N_a, \text{ кВт}$	48750	48750	65000
$\Delta$	1,04	1,04	1,04
$n'_c, \text{ об/мин}$	99,54	94,82	89,19
$n_c, \text{ об/мин}$	100	100	93,8
$n_{Hmax}, \text{ об/мин}$	145,66	152,90	152,48
$n_{Hp}, \text{ об/мин}$	130,60	137,10	136,72
$n_{Hmin}, \text{ об/мин}$	108,25	113,63	113,32
$Q'_I \cdot \eta_T(H_{\text{расч}})$	1,556	1,411	1,664
$Q'_I \cdot \eta_T(H_{\text{max}})$	0,886	0,804	0,947

Каждая из остальных рассмотренных турбин не подходит по одному из основных параметров: минимальный расход не входит в область ГУХ, максимальный КПД не входит в зону работы турбины. Также некоторые турбины заранее не рассматриваются, так как уже на начальном этапе можно увидеть то, что не экономически целесообразно будет возводить станцию небольшой мощности с большим числом агрегатов.

Зоны работы, соответствующих гидротурбин, на главной универсальной характеристике (ГУХ) представлены в приложении Б.

### 3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Необходимо выполнить одно из важных условий это безкавитационная работа гидротурбины, для этого необходимо определить допустимое заглубление рабочего колеса по формуле (3.14):

$$\nabla Z_{\text{п.к.}} = Z_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}}) + H_s, \quad (3.14)$$

где  $Z_{\text{н.б.}}(Q_{\text{н.б.}})$  – отметка уровня воды в НБ при  $Q_{\text{н.б.}}$ , соответствующим расчётному значению высоты отсасывания  $H_s$ .

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

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

Высоту отсасывания определим по формуле:

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

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

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$  – отметка НБ при данном расходе;

1,5- конструктивный запас;

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

$Z_{\text{х.пл.}}$  – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для осевых вертикальных ПЛ-турбин  $\Delta Z_{\text{х.пл.}}=0$ .

$$H_s = 10,3 - \frac{266,3}{900} - 0,32 \cdot 29,55 - 1,5 = -0,952.$$

Расчёты всех выбранных гидротурбин представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – 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
ПЛ30а-В	6,3	4	93,8	48,75	-0,952	-3,677	-1,288
ПЛ30б-В	6,0	4	100	48,75	1,12	-4,690	-2,270

Проанализировав полученные результаты, окончательно принимаем к установки гидротурбину ПЛ-30а-В-630.

Выбор турбины с диаметром равным 6,3 м обусловлен, рядом факторов: при данном диаметре выполняется требования по обеспечению минимального расхода в НБ и режимное поле соответствует оптимальной рабочей зоне.

Несмотря на наибольший диаметр, относительно турбины ПЛ-30-в-600, выбранная турбина имеет наибольшее КПД, также высота отсасывания будет экономически целесообразна, для создания оптимальных условий ее работы, что сократит затраты строительства ГЭС. Также для подобранной турбины существует генератор (ВГС-850/110-64) [9].

Теперь необходимо определить отметку расположения рабочего колеса, которое будет рассчитываться для самого неблагоприятного случая, то есть при  $H_s = -3,677$ . Для этого случая  $Z_{HB} = 266,9$ , отсюда следует что заглубление найдем по формуле (3.14):

$$Z_{p.k.} = 266,9 + (-3,677) = 263,223 \text{ м.}$$

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

### 3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

Мощность одного гидроагрегата составляет 48,75 МВт, зная синхронную частоту вращения, которая составила 93,8 об. /мин., выбран генератор из справочника серийных гидрогенераторов.

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{93,8} = 64. \quad (3.16)$$

По справочным данным выбираем гидрогенератор: ВГС-850/110-64. Данные генератора представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Номинальные данные гидрогенератора ВГС-850/110-64

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальная полная мощность	$S_{nom}$	МВА	60
Номинальная активная мощность	$P_{nom}$	МВт	48
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	о.е.	0,8
Номинальное напряжение	$U_{nom}$	кВ	10,5

Окончание таблицы 3.6

Наименование величины	Обозначение	Единицы измерения	Значение
Номинальный ток	$I_{\text{ном}}$	кА	-
Номинальная частота вращения	$n_{\text{ном}}$	об/мин	93,8
Сопротивление обмотки статора	$X_d$	о.е.	0,70
Переходное сопротивление	$X'_d$	о.е.	0,29
Сверхпереходное сопротивление	$X''_d$	о.е.	0,2
Наружный диаметр сердечника статора	$D_c$	м	8,5
Длина сердечника статора	H	м	1,1
Исполнение	зонтичное		

### 3.5 Расчет спиральной камеры

В основу гидромеханического расчёта спиральной камеры заложены три условия, которым должен подчиняться поток протекающей в ней жидкости:

1. Равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата. Это условие обеспечивается, если в любом радиальном сечении будут одинаковы радиальные составляющие скорости  $v_r$ .

2. Одинаковая закрутка потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом, т.е.  $v_u r = \text{const}$ , где  $v_u$  – окружная составляющая скорости в любой точке потока;  $r$  – радиус расположения точки.

3. Размеры радиальных сечений спиральной камеры должны быть такими, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений, определяемых уровнем допустимых потерь.

По чертежу проточной части (Б.2 в приложении Б) модельной гидротурбины определяются основные геометрические размеры гидротурбины.

Наружный радиус входного сечения

$$R_{\text{вх}} = 1,789 \cdot D_1 = 1,789 \cdot 6,3 = 11,27 \text{ м.} \quad (3.17)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_a = 1,534 \cdot D_1 = 1,534 \cdot 6,3 = 9,66 \text{ м;} \quad (3.18)$$

$$r_a = \frac{D_a}{2} = \frac{9,66}{2} = 4,83 \text{ м.} \quad (3.19)$$

Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_b = 1,342 \cdot D_1 = 8,45 \text{ м}; \quad (3.20)$$

$$r_b = \frac{D_b}{2} = \frac{8,45}{2} = 4,225 \text{ м.} \quad (3.21)$$

Полный расход через одну турбину при расчетном напоре:

$$Q_0 = \frac{N_a}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{onm}} = \frac{48750}{9,81 \cdot 20,3 \cdot 0,927} = 261,9 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.22)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_{bx} = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{261,9 \cdot 210}{360} = 153 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (3.23)$$

Площадь поперечного входного сечения определяется по величине допустимой средней скорости:

$$F_{bx} = \frac{Q_{bx}}{V_{bx}} = \frac{153}{3,85} = 39,68 \text{ м}^2. \quad (3.24)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{bx} = b_0(r_a - r_b) + (r_{bx} - r_a)b_{bx} - \frac{(b_{bx} - b_0)}{2} \operatorname{tg} 15^\circ. \quad (3.25)$$

Отбрасывая один из корней получили  $b_{bx} = 6,208 \text{ м.}$

Дальнейший расчет бетонной спиральной камеры выполняется аналитическим методом. Воспользовавшись соотношениями и результаты сводятся в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Расчет бетонной спиральной камеры

Величина	Вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Вых
$R_i$	11,27	10,63	9,99	9,35	8,71	8,07	7,43	6,78	6,14	5,50	4,86	4,225
$b_i$	6,21	5,84	5,47	5,11	4,74	4,37	4,01	3,64	3,27	2,91	2,54	2,17
$a_i$	6,44	5,80	5,16	4,52	3,88	3,24	2,60	1,95	1,31	0,67	0,03	-0,61
$r_k$	5,82	5,72	5,62	5,52	5,42	5,33	5,23	5,13	5,03	4,93	4,83	4,74
$r_k/r_a$	1,20	1,18	1,16	1,14	1,12	1,10	1,08	1,06	1,04	1,02	1,00	0,98

### Окончание таблицы 3.7

Величина	Bx	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Вых
$\ln(r_k/r_a)$	0,19	0,17	0,15	0,13	0,12	0,10	0,08	0,06	0,04	0,02	0,00	-0,02
$i/r_a$	2,33	2,20	2,07	1,94	1,80	1,67	1,54	1,40	1,27	1,14	1,01	0,87
$\ln(r_i/r_a)$	0,85	0,79	0,73	0,66	0,59	0,51	0,43	0,34	0,24	0,13	0,01	-0,13
$b_0 \ln(r_i/r_a)$	2,14	1,99	1,83	1,66	1,49	1,29	1,08	0,86	0,61	0,33	0,02	-0,34
$r_k \cdot ctg Y$	21,71	21,35	20,98	20,61	20,25	19,88	19,51	19,14	18,78	18,41	18,04	17,68
$R_k \cdot ctg Y \cdot \ln(r_k/r_a)$	4,04	3,61	3,18	2,76	2,35	1,94	1,55	1,15	0,77	0,39	0,02	-0,35
$m_i$	3,69	3,32	2,95	2,59	2,22	1,85	1,49	1,12	0,75	0,39	0,02	-0,35
$J_i$	5,24	4,66	4,08	3,53	3,00	2,49	2,00	1,54	1,11	0,71	0,35	0,04
$\varphi_i$	210,00	186,46	163,60	141,45	120,11	99,63	80,11	61,66	44,41	28,51	14,17	1,64

С помощью данной таблицы и произведённых расчётов выполняется построение плана спиральной камеры и строится график зависимости  $r_i = f(\varphi_{\text{сп}})$  (Рисунок 3.2).

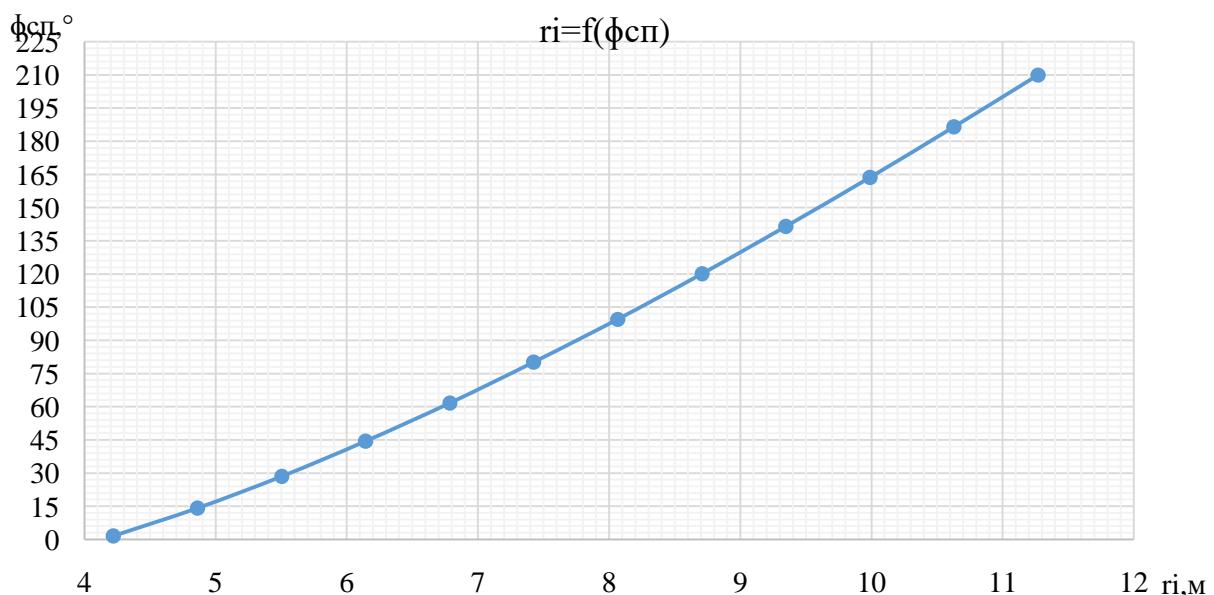


Рисунок 3.2 – Изменение наружного диаметра спиральной камеры  $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$

По полученным данным строим бетонную спиральную камеру, представленную на рисунке Б.3 в приложении Б.

## 3.6 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

### 3.6.1 Расчет вала на прочность

Для построения чертежа гидроагрегата необходимо знать размеры вала, также необходимо произвести его расчёт на прочность. Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору

генератора. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D_{\text{в}}^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot M_{\text{кр}}}{\tau_{\text{доп}}} \right)^{0,33}, \quad (3.26)$$

где  $\tau_{\text{доп}} = 30 \div 35 \text{ МПа}$ .

Принимаем  $\tau_{\text{доп}} = 32,0 \text{ МПа}$ , а крутящий момент  $M_{\text{кр}}$  определяем по формуле:

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{\text{сих}}} = \frac{0,00974 \cdot 48750}{93,8} = 5,06 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.27)$$

Далее найдем диаметр вала по формуле (3.18):

$$D_{\text{в}}^* \geq \left( \frac{5,1 \cdot 5,06}{32,0} \right)^{0,33} = 1,0 \text{ м.}$$

Окончательно принимаем диаметр вала стандартным 1,0 метра.

### 3.6.2 Расчет подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок.

Расчет подшипника сводится к определению его размера и проверке по критерию работоспособности.

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

$$R_{\text{рад}} = \frac{0,8 \cdot N}{n_c \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 48750}{93,8 \cdot 6,3} = 66,00 \text{ кН}. \quad (3.28)$$

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

$$d_{\Pi} = D_{\text{в}} + 0,02 = 1 + 0,02 = 1,02 \text{ м.} \quad (3.29)$$

Из справочных данных в соответствии с  $D_{\text{в}}$ :

$$Z_{\text{сегм}} = 8;$$

$$h_{II} = 0,4 \text{ м.}$$

Для кольцевого подшипника удельное давление равно (кПа):

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{II} \cdot h_{II}} = \frac{66,00}{1,02 \cdot 0,4} = 161,76 \text{ кПа}; \quad (3.30)$$

Для таких подшипников экспериментально получено, что допускаемое  $[p_{уд}]$ :

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 10,02 = 290,56 \text{ кПа}; \quad (3.31)$$

$$\text{где } U = \frac{\pi \cdot n_{синх} \cdot d_{II}}{30} = \frac{3,14 \cdot 93,8 \cdot 1,02}{30} = 10,02 \text{ м/сек}; \quad (3.32)$$

Так как:  $p_{уд} < [p_{уд}] \rightarrow 161,76 < 290,56 \text{ кПа}$  – условие выполнено.

### 3.7 Выбор маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования, которая для данного случая осуществляет поворот лопаток направляющего аппарата.

По номограмме [6] для турбины ПЛ30а-В-630 определим тип маслонапорной установки: МНУ 10/1 – 40 – 12,5 – 2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 10 м<sup>3</sup>, состоящим из одного сосуда на давление 40 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>), имеющим сливной бак МА 12,5 – 2 вместимостью 12,5 м<sup>3</sup> с двумя насосами.

По справочным данным [6]. Выбираем электрогидравлический регулятор: ЭГР – 2И1 – 100 – 4.

где ЭГР - электрогидравлический регулятор;  
2И1 - на интегральных микросхемах;  
100- диаметр главного золотника;  
4 - гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

### 3.8 Выбор геометрических размеров машинного зала

По рекомендациям [9], исходя из диаметра шахты гидроагрегата, которая равна 5 метра, а также исходя из обеспечения свободных проходов с каждой стороны не менее двух метров, с учётом размещения вспомогательного оборудования ширину машинного зала принимаем равной 20 метрам.

Ширина монтажной площадки принята 20 метров. При такой ширине будет возможно раскладка узлов одного гидроагрегата в зоне работы мостового крана, с учётом, что расстояние между частями будет не менее 1,5 метров.

Определяем длину блока гидроагрегата.

$$B_{\text{бл}} = 4 \cdot D_1 = 4 \cdot 6,3 = 25,2 \text{ м.} \quad (3.33)$$

Теперь определим длину машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = B_{\text{бл}} \cdot n_{\text{арп}} + B_{\text{м.п.}} = 25,2 \cdot 4 + 20 = 120,8 \text{ м} \quad (3.34)$$

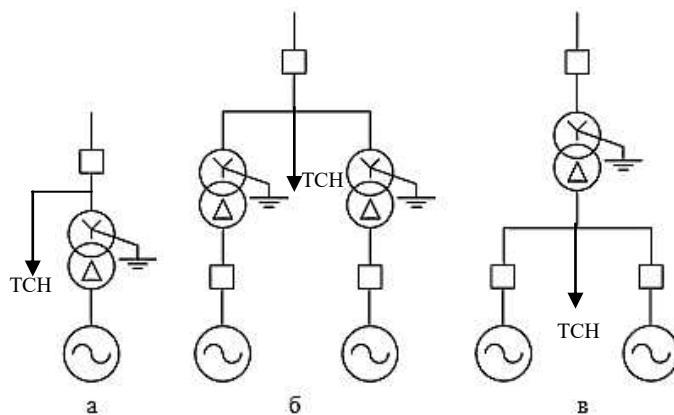
Высоту и пролёт машинного зала назначить минимально возможными их условия проноса наиболее крупного монтажного узла.

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Главная электрическая схема Чулымской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям надежности и безопасности эксплуатации [13].

Одним из первых вопросов, решаемых в проектировании, является выбор вида блоков ГЭС. Выбор зависит от числа и мощности гидроагрегатов. На Чулымской ГЭС по проекту предполагается установка четыре гидроагрегатов мощностью 48,75 МВт каждый. Основываясь на вышеуказанных данных и условиях требования надежности [13], целесообразно выбрать простые (единичные) блоки (рис.4.1, а), в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор.



а – простой (единичный) блок; б – укрупненный блок с повышающим трансформатором на каждый генератор; в – укрупненный блок с одним трансформатором на несколько генераторов.

Рисунок 4.1 – Виды генераторных блоков

### 4.2 Выбор основного оборудования ГЭС

#### 4.2.1 Выбор трансформаторов собственных нужд

На данном этапе выбираются трансформаторы собственных нужд, по одному на каждый генератор. В соответствие с Технической политикой «РусГидро», «...в сети до 35 кВ включительно, как правило, должны применяться сухие трансформаторы».

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды генератора равна 1% от  $P_{\text{г ном}}$ :

$$P_{\text{сн}} = 0,01 \cdot 4 \cdot 48 = 1,92 \text{ МВт.}$$

$$S_{\text{сн}} = \frac{P_{\text{сн}}}{\cos\varphi} = \frac{1,92}{0,8} = 2,4 \text{ МВА}, \quad (4.1)$$

где  $P_{\text{г ном}}$  – номинальная мощность генератора;  
 $\cos\varphi$  – коэффициент мощности генератора.

По каталогу [14], выбирается три трансформатора ТСЗ 2500/10 УЗ.

Паспортные данные трансформаторов собственных нужд представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ-2500/10,5/6

$S_{\text{ном}},$ кВА	U, кВ		$U_{\text{кз}}, \%$	$\Delta P_x, \text{kVt}$	$\Delta P_k, \text{kVt}$
	$U_{\text{вн}}, \text{kV}$	$U_{\text{нн}}, \text{kV}$			
2500	10,5	6	6,7	5,4	23

#### 4.2.2 Выбор главных повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками

Трансформатор должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки собственных нужд.

Таким образом, расчетная мощность одного силового трансформатора определяется по формуле (4.2):

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{г}}}{\cos\varphi} - S_{\text{сн}} = \frac{48}{0,8} - 2,4 = 57,6 \text{ МВА}, \quad (4.2)$$

где  $S_{\text{сн}}$  – полная мощность собственных нужд.

По каталогу ООО «Уралэлектротяжмаш» [15] были выбраны трансформаторы ТДЦ 80000/110-У1.

Паспортные данные представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные ТДЦ 80000/110-У1

$S_{\text{ном}},$ кВА	U, кВ		$U_{\text{кз}}, \%$	$I_{\text{хх}}, \%$	$\Delta P_x, \text{kVt}$	$\Delta P_k, \text{kVt}$	Габаритные размеры
	$U_{\text{вн}}, \text{kV}$	$U_{\text{нн}}, \text{kV}$					
80000	121	10,5	11	0,6	40	310	6500x4550x6850

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

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{3070}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 3775 \frac{\text{ч}}{\text{год}}. \quad (4.3)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}, \quad (4.4)$$

где  $\mu = 1$  – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;  
 $T_{\text{пл}} = 32$  – время плановых простоев блока в течение года, ч;  
 $\omega = 0,03$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;  
 $T_b = 70$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 32 - 0,03 \cdot 70 = 8725,9 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,040 \cdot 8725,9 = 349,04 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_h = \frac{\Delta P_k}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ nom}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,31}{1} \cdot \left( \frac{57,6}{80} \right)^2 \cdot 3775 = 606,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.6)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для трансформаторов:

$$I_{\text{пот}(1)} = (\Delta W_{xx} + \Delta W_h) \cdot T_{\text{max}} \cdot \gamma_0, \quad (4.7)$$

где  $\gamma_0$  – стоимость одного  $\text{МВт} \cdot \text{ч}$  электроэнергии.

$$I_{\text{пот}(1)} = (349,04 + 606,7) \cdot 3070 \cdot 1,58 = 4635,71 \text{ тыс. руб./год.}$$

Для 4 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 4 \cdot 4635,71 = 18542,8 \text{ тыс. руб./год.}$$

#### 4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

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

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_g}{\cos \varphi} - S_{\text{сн}} = 2 \cdot \frac{48}{0,8} - 2,4 = 117,6 \text{ МВА}, \quad (4.8)$$

где  $\sum P_{\text{с.н.}}$  – активная нагрузка собственных нужд всей станции, МВт.

По каталогу ООО «Уралэлектротяжмаш» [15] были выбраны трансформаторы ТДЦ 125000/110-У1.

Паспортные данные представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Паспортные данные ТДЦ 125000/110-У1

S <sub>ном</sub> , кВА	U, кВ		U <sub>кз</sub> , %	I <sub>хх</sub> , %	ΔP <sub>х</sub> , кВт	ΔP <sub>к</sub> , кВт	Габаритные размеры
	U <sub>вн</sub> , кВ	U <sub>нн</sub> , кВ					
125000	121	10,5	11	0,35	85	420	6500x4550x6850

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок T<sub>max</sub> и время максимальных потерь τ.

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{3070}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = \frac{3775 \text{ ч}}{\text{год}}. \quad (4.9)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{раб} = 8760 - \mu \cdot T_{пл} - \omega \cdot T_b, \quad (4.10)$$

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

T<sub>пл</sub> = 32 – время плановых простоев блока в течение года, ч;

ω = 0,03 – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

T<sub>в</sub> = 70 – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч;

$$t_{раб} = 8760 - 1 \cdot 32 - 0,03 \cdot 70 = 8725,9 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,085 \cdot 8725,9 = 741,70 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.11)$$

где n<sub>T</sub> – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_h = \frac{\Delta P_k}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{расч}}{S_{T_{ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,42}{1} \cdot \left( \frac{117,6}{125} \right)^2 \cdot 3775 = 1403,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.12)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для трансформатора:

$$I_{пот(1)}' = ((\Delta W_{xx} + \Delta W_h) \cdot T_{max} \cdot \gamma_0) + I_{пот(1)}, \quad (4.13)$$

где  $\beta_1, \beta_2$  – стоимость одного МВт · ч потерь электроэнергии.

$$И_{\text{пот}(1)}' = ((741,70 + 1403,3) \cdot 3070 \cdot 1,58) + 4635,71 = 9637,6 \text{ тыс. руб/год}$$

### 4.3 Количество отходящих линий

Суммарная мощность, выдаваемая в систему, определяется по формуле (4.14):

$$S_{\Sigma} = z_a \cdot \frac{P_r}{\cos\varphi} - S_{\text{с.н.}} = 4 \cdot \frac{48}{0,8} - 2,4 = 237,6 \text{ МВА}, \quad (4.14)$$

где  $z_a$  – число агрегатов, 4 шт.

Количество отходящих линий:

$$n_{\text{л}} = \frac{(S_{\text{уст}} - S_{\text{с.н.}}) \cdot \cos\varphi_c}{P_{\text{пр}} \cdot K_{110}} + 1 = \frac{(195 - 2,4) \cdot 0,8}{30 \cdot 1,4} + 1 = 5,0, \quad (4.15)$$

где  $P_{\text{пр}}$  – пропускная способность на одну цепь ВЛ 110 кВ, равная 30 МВт;

$K_{110}$  – поправочный коэффициент, 1,4;

$\cos\varphi_c$  – коэффициент мощности системы.

Таким образом, число линий ВЛ 110 принимается равным  $n_{\text{л}} = 4$ .

Ток воздушной линии:

$$I_{\text{ВЛ110}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{л}}} = \frac{237,6}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,249 \text{ кА}, \quad (4.16)$$

где  $U_{\text{п.у.}}$  – напряжение линии электропередачи, 110 кВ.

Расчетный ток ВЛ:

$$I_{\text{расч}} = a_i \cdot a_T \cdot I_{\text{ВЛ100}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 0,249 = 0,261 \text{ кА}, \quad (4.17)$$

где  $a_i$  – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, принимаем  $a_i = 1,05$  [16];

$a_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии, принимаем  $a_T = 1,0$  [16].

По величине расчетного тока выбирается провод марки АС 120/19, которому соответствуют следующие характеристики:

- допустимый длительный ток  $I_{\text{доп}} = 390 \text{ А};$

- $x_{0\text{уд}} = 0,427 \text{ Ом/км};$

-  $r_0$ <sub>уд</sub> = 0,244 Ом/км.

Ток для проверки сечения провода по нагреву:

$$I_{\text{ВЛ110,утяж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{вл}} - 1)\sqrt{3} \cdot U_{\text{py}}} = \frac{237,6}{(5 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 0,312 \text{ кA}; \quad (4.18)$$

$I_{\text{ВЛ110,утяж}} < I_{\text{доп}}$ ;

0,312 кA < 0,390 кA.

Следовательно, провод АС 120/19 прошел проверку сечения по нагреву.

#### 4.4 Выбор схемы распределительного устройства

Выбор схем электрических соединений является важным и ответственным этапом проектирования электростанций. От выбранной схемы зависит надежность, экономичность, безопасность обслуживания и удобство эксплуатации, так же оперативная гибкость.

Задача заключается в поиске оптимального варианта. Выбор, обычно производят на основании сравнения технико-экономического расчета вариантов, а также на основании опыта проектирования.

При проектировании Чулымской ГЭС целесообразно применить ОРУ110 кВ.

Число присоединений ОРУ 110 кВ равно 9 (пять воздушных линии, четыре генераторных присоединения). В соответствие с СТО «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ» [17] для Чулымской ГЭС выбирается схема с одной рабочей секционированной выключателем системой сборных шин (№ 110-9).

В общем виде данная схема представлена на рисунке 4.2.

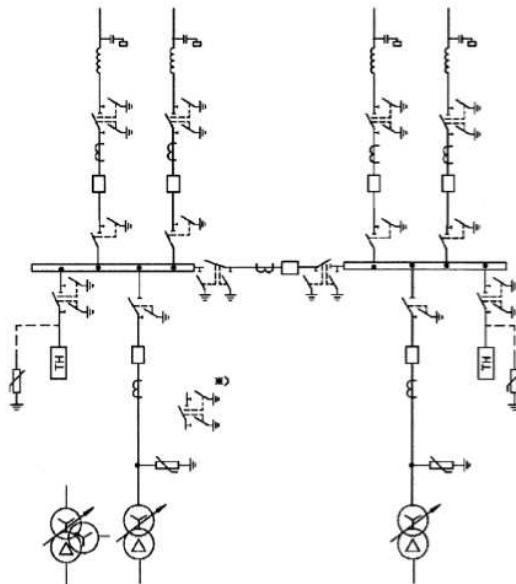


Рисунок 4.2 – Схема РУ 110 кВ

#### 4.5 Технико-экономический расчет

Стоимость капитальных затрат с одиночными блоками по формуле:

$$K_1 = n_T \cdot K_T + n_{TCH} \cdot K_{CH} + n_B \cdot K_{py} = 541440 \text{ тыс. руб}, \quad (4.19)$$

где  $K_T$  – стоимость силового трансформатора, 85200 тыс. руб;  
 $n_T$  – количество силовых трансформаторов, 4 шт;  
 $K_{CH}$  – стоимость трансформатора собственных нужд, 1320 тыс. руб;  
 $n_{TCH}$  – количество трансформаторов собственных нужд, 4 шт;  
 $K_{py}$  – стоимость ячеек выключателей ОРУ 110 кВ, 19800 тыс. руб;  
 $n_B$  – количество ячеек выключателей ОРУ 110 кВ, 10 шт.  
 Приведенные затраты:

$$Z_1 = 0,15 \cdot K + I = 99758,8 \text{ тыс. руб}, \quad (4.20)$$

где  $K$  – стоимость капитальных затрат, тыс. руб;  
 $I$  – стоимость потерь электроэнергии на станции, тыс. руб.  
 Капиталовложения для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$K_2 = 1 \cdot 85200 + 1 \cdot 200000 + 2 \cdot 1320 + 11 \cdot 19860 = 506300 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные затраты:

$$Z_2 = 0,15 \cdot K + I = 102582 \text{ тыс. руб.} \quad (4.21)$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{3_1 - 3_2}{3_1} \cdot 100\%; \quad (4.22)$$

$$P = \frac{99758,8 - 102582}{99758,8} \cdot 100\% = 2,88\%.$$

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

По надёжности схема с одиночными блоками является более приемлемой. Согласно СТО РусГидро – «Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования».

## 4.6 Расчет токов короткого замыкания

### 4.6.1 Параметры элементов схемы для расчета токов КЗ

Определяются индуктивные и активные сопротивления всех элементов схемы в именованных единицах.

Индуктивное сопротивление синхронного генератора:

$$x_g = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,2 \cdot \frac{10,5^2}{80} = 0,27 \text{ Ом}, \quad (4.23)$$

где  $x_d''$  - сверхпереходное сопротивление, о.е.

$S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность генератора, МВА;

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

Активное сопротивление синхронного генератора:

$$r_g = \frac{x_g}{2\pi \cdot f_c \cdot T_{a,g}} = \frac{0,27}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,045} = 0,019 \text{ Ом}, \quad (4.24)$$

где  $f_c$  – частота тока в энергосистеме, равная 50 Гц;

$T_{a,g}$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей, равная 0,045 с.

Сопротивление силового трансформатора:

$$x_T = \frac{u_{\text{КЗ}\%}}{100} \cdot \frac{U_{T,BH}^2}{S_T} = \frac{11}{100} \cdot \frac{121^2}{80} = 20,13 \text{ Ом}; \quad (4.25)$$

$$r_t = \Delta P_k \cdot \frac{U_{T,BH}^2}{S_T^2} = 0,31 \cdot \frac{121^2}{80^2} = 0,71 \text{ Ом}, \quad (4.26)$$

где  $U_{K3\%}$  – напряжение короткого замыкания трансформатора;  
 $U_{T,BH}$  – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора;  
 $S_T$  – полная номинальная мощность трансформатора;  
 $\Delta P_k$  – потери КЗ в трансформаторе.  
Сопротивление ВЛ 110 кВ:

$$x_L = \frac{x_{o,yd} \cdot l}{n} = \frac{0,427 \cdot 113}{5} = 9,65 \text{ Ом}; \quad (4.27)$$

$$r_L = \frac{r_{o,yd} \cdot l}{n} = \frac{0,244 \cdot 113}{5} = 5,51 \text{ Ом}, \quad (4.28)$$

где  $x_{o,yd}$  – удельное индуктивное сопротивление ВЛ, равное 0,427 Ом/км [17];  
 $r_{o,yd}$  – удельное активное сопротивление ВЛ, равное 0,244 Ом/км [17];  
 $n$  – число параллельных линий.

ЭДС генератора:

$$E_g = 1,13 \cdot U_{nom} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ}. \quad (4.29)$$

Сопротивление системы:

$$x_C = \frac{U_{nom}^2}{S_{K3}} = \frac{121^2}{150} = 97,61 \text{ Ом}; \quad (4.30)$$

$$r_C = \frac{x_C}{2\pi \cdot f_c \cdot T_{a,C}} = \frac{97,61}{0,035 \cdot 314} = 8,88 \text{ Ом}. \quad (4.31)$$

#### 4.6.2 Расчет токов КЗ с помощью программного обеспечения RastrWin

Ниже представлены рисунки с внесенными в ПК RastrWin исходными данными для расчета трехфазного и однофазного КЗ на шинах распределительного устройства и трехфазного КЗ на главных выводах генератора (таблицы 4.4 – 4.7)

В таблице 4.4 представлены узлы.

Таблица 4.4 – Исходные данные по узлам

Номер позиции	Название	$U_{nom}$ , кВ
1	Г1	10,5

2	Г2	10,5
3	Г3	10,5
4	Г4	10,5
5	TP1	10,5
6	TP2	10,5
7	TP3	10,5
8	TP4	10,5
9	ОРУ 110	121
10	Система	121

В таблице 4.5 представлены ветви.

Таблица 4.5 – Исходные данные по ветвям

Тип	Узел начала	Узел конца	Название	R, Ом	X, Ом	Коэффициент трансформации
Выкл	1	5	Г1 – TP1	-	-	-
Выкл	2	6	Г2 – TP2	-	-	-
Выкл	3	7	Г3 – TP3	-	-	-

Окончание таблицы 4.5

Тип	Узел начала	Узел конца	Название	R, Ом	X, Ом	Коэффициент трансформации
Выкл	4	8	Г4 – TP4	-	-	-
Тр-р	5	9	TP1 – ОРУ	0,71	20,12	0,087
Тр-р	6	9	TP2 – ОРУ	0,71	20,12	0,087
Тр-р	7	9	TP3 – ОРУ	0,71	20,12	0,087
Тр-р	8	9	TP4 – ОРУ	0,71	20,12	0,087
ЛЭП	9	10	ОРУ - СИСТЕМА	3,22	5,64	

В таблице 4.6 представлены исходные данные по генераторам.

Таблица 4.6 – Исходные данные по генераторам

Название	r, Ом	x, Ом	r2, Ом	x2, Ом	r0, Ом	x0, Ом	E, кВ
Генератор 1	0,019	0,27	0,019	0,27	0,019	0,27	11,87
Генератор 2	0,019	0,27	0,019	0,27	0,019	0,27	11,87
Генератор 3	0,019	0,27	0,019	0,27	0,019	0,27	11,87
Генератор 4	0,019	0,27	0,019	0,27	0,019	0,27	11,87
Система	8,88	97,61	8,88	97,61	8,88	97,61	121,00

Результаты расчетов тока КЗ сведены в таблицу 4.7

Таблица 4.7 – Результаты расчетов

Тип КЗ	Номер узла КЗ	$k_y$	$I_{n0}$ , кА	$i_y$ , кА
3ф	1	1,8	25,56	65,06
3ф	7	1,85	12,22	31,97
1ф	7	–	18,33	–

$I_{\text{по}}^{(1)}_{(K1)} > I_{\text{по}}^{(3)}_{(K1)}$ , неравенство выполняется, следовательно, величина тока однофазного КЗ в точке К1 является расчетной для проверки выключателей на отключающую способность.

## 4.7 Выбор и проверка оборудования

При выборе электрических аппаратов необходимо обеспечить выполнение ряда требований, вытекающих из условий работы. Один из важнейших вопросов - обеспечение термической стойкости аппаратов и проводников. Проверка на термическую стойкость состоит в том, чтобы убедиться, что ни в одном из этих режимов температура проводника не превысит допустимой.

### 4.7.1 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

Расчетный ток присоединения генераторов 10,5 кВ:

$$I_{\Gamma \text{раб.макс}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\Gamma \text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma \text{ном}}} = 1,05 \cdot \frac{60}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,46 \text{ кА}, \quad (4.38)$$

где  $S_{\Gamma \text{ном}}$  – номинальная полная мощность генератора;

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

Расчетный ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{раб.макс т}} = \frac{S_{\Gamma \text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{твн}}} = 1,05 \cdot \frac{60}{\sqrt{3} \cdot 121} = 0,301 \text{ кА}, \quad (4.39)$$

где  $U_{\text{твн}}$  – напряжение на обмотке высшего напряжения силового трансформатора.

Расчетный ток утяжеленного режима определяется при отключении одной линии:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1)\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{237,6}{(5 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 121} = 0,283 \text{ кА}, \quad (4.40)$$

где  $S_{\Sigma}$  – суммарная мощность станции, выдаваемая в систему.

Рабочий ток в присоединении трансформатора собственных нужд на генераторном напряжении 10,5 кВ:

$$I_{\text{тсн раб.макс}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{тсн ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{тсн ном}}} = 1,05 \cdot \frac{1}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,061 \text{ кА}. \quad (4.41)$$

Рабочий ток воздушной линии 110 кВ:

$$I_{\text{раб max}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{237,6}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 121} = 0,227 \text{ кА.} \quad (4.42)$$

#### 4.7.2 Выбор электрооборудования для генераторного напряжения

В качестве коммутационного аппарата на генераторном напряжении принимается вакуумный выключатель ВГГ-10 фирмы «ЭнергоСпецКомплект». Каталожные данные представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Сводная таблица по выбору выключателя

Расчётные данные	Каталожные данные
	ВГГ -10 «ЭнергоСоюз»
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$

Окончание таблицы 4.8

Расчётные данные	Каталожные данные
$I_{\text{раб.max}} = 3,46 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 7 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}} = 25,56 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 63 \text{ кА}$
$i_y = 65,06 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2(t_{\text{отк}} + t_{\text{РЗА}})$ $= 25,56^2 \cdot (0,08 + 0,01)$ $= 58,80 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} = 63^2 \cdot 3$ $= 11\ 907 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Условие прохождения проверки на термическую стойкость:

$$B_{\text{к.ном}} > B_{\text{к.расч}};$$

$$11\ 907 \text{ кA}^2 \cdot \text{с} > 58,80 \text{ кA}^2 \cdot \text{с.}$$

Условие прохождения проверки на динамическую стойкость:

$$i_{\text{пр.скв}} > i_{\text{уд}};$$

$$161 \text{ кА} > 65,06 \text{ кА.}$$

Выбранный вакуумный выключатель ВГГ-10 соответствует всем необходимым параметрам.

Далее на генераторное напряжение 10,5 кВ были произведены выбор и проверка разъединителей. Наиболее подходящим разъединителем является РВК-10/2000 УХЛ1 производства компании ООО «ЭнергоКомплект». Каталожные данные по разъединителю представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Сводная таблица по выбору разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные
	РВК-10/2000 УХЛ1 «ЭнергоКомплект»
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.}max} = 3,46 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 4,85 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}} = 25,56 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 65,06 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2(t_{\text{отк}} + t_{\text{РЗА}})$ $= 25,56^2 \cdot (0,08 + 0,01)$ $= 58,80 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2976,75 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Условие прохождения проверки на термическую стойкость:

$$B_{\text{к.ном}} > B_{\text{к.расч}};$$

$$2976,75 \text{ кA}^2 \cdot \text{с} > 58,80 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}.$$

Условие прохождения проверки на динамическую стойкость:

$$i_{\text{пр.скв}} > i_{\text{уд}};$$

$$80 \text{ кА} > 65,06 \text{ кА}.$$

Выбранный разъединитель соответствует всем необходимым параметрам. Также, для защиты от перенапряжений был подобран ОПН-П 10 УХЛ2.

#### 4.7.3 Выбор генераторного синхронизатора и сетевого анализатора

Для контроля параметров генератора и синхронизации его с сетью устанавливаем следующие приборы, приведенные в таблице 4.10.

Выбран микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС – М3, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ». Он предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации.

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

Таблица 4.10 – Параметры анализатора сети и синхронизатора

Наименование прибора	Тип прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В · А)
В цепи статора:			
Анализатор сети	АПКЭ-1	0,5	6
В цепи ротора:			
Анализатор сети	АПКЭ-1	0,5	6
Синхронизатор	АС-М3	0,5	10

$$\Sigma=22$$

#### 4.7.4 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбираем трансформатор тока ТЛК – 10. Производитель - ОЭнТ «Самарский трансформатор», г. Самара. Проверка трансформатора ТЛК – 10 представлена в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Проверка трансформатора тока ТЛК

Расчетные данные	Каталожные данные
	ТЛК – 10 «Самарский трансформатор»
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$

Окончание таблицы 4.11

Расчетные данные	Каталожные данные
$I_{\text{раб.}max} = 3,46 \text{ кA}$	$I_{\text{ном}} = 5 \text{ кA}$
$I_{\text{п0}} = 25,56 \text{ кA}$	$I_{\text{отк}} = 35 \text{ кA}$
$i_y = 65,06 \text{ кA}$	–
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2(t_{\text{отк}} + t_{\text{РЗА}}) = 25,56^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 52,26 \text{ кA}^2 \cdot \text{s}$	$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}} = 35^2 \cdot 3 = 3675 \text{ кA}^2 \cdot \text{s}$

Так же выбираем трансформатор напряжения. Наиболее подходящим является НИОЛ-10У1, производителем которого является «Самарский трансформатор».

#### 4.8 Выбор электрооборудования для РУ 110 кВ

В качестве электрического коммутационного аппарата высокого напряжения был выбран вакуумный выключатель ВБП– 110, производства «Контакт», г. Саратов.

Выключатель предназначен для эксплуатации в открытых распределительных устройствах в сетях переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 110 кВ в районах с умеренным и холодным климатом (до минус 55°). Особенности генераторного выключателя выделены производителем:

- малые габаритные размеры и масса выключателя;

- большой межпроверочный интервал встроенных трансформаторов тока - 10 лет;
- современные технологические и конструкторские решения и применение надёжных комплектующих, в том числе высокопрочных изоляторов зарубежных фирм;
- высокие пожаро- и взрывобезопасность;
- и др.

В таблице 4.12 сведены данные по выбору высоковольтных аппаратов на генераторном напряжении.

Таблица 4.12 – Сводная таблица по выбору выключателя

Расчётные данные	Каталожные данные
	ВБП – 110 «ЭнергоСпецКомплект»
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб},\max} = 0,227 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 2,5 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}} = 12,22 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 40 \text{ кА}$
$i_y = 31,97 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 102 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2(t_{\text{отк}} + t_{\text{РЗА}})$ $= 12,22^2$ $\cdot (0,07 + 0,01)$ $= 11,95 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} = 40^2 \cdot 3$ $= 4800 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Следующим шагом был выбран разъединитель РГ 110/1000 УХЛ1 производства компании «ЗЭТО» г. Великие Луки, Россия. Каталожные данные по разъединителю представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Сводная таблица для выбора разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные
	РГ 110/1000 «ЗЭТО»
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб},\max} = 0,277 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 1 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}} = 12,22 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 31,97 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2(t_{\text{отк}} + t_{\text{РЗА}})$ $= 12,22^2 \cdot (0,07$ $+ 0,01)$ $= 11,95 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{T}}^2 t_{\text{T}} = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2977 \text{ кA}^2 \cdot \text{с}$

Для защиты от перенапряжений со стороны высшего напряжения был выбран ОПН-П 110 УХЛ1.

В таблицу 4.14 сведены параметры анализатора высшего напряжения.

Таблица 4.14 – Параметры анализатора высшего напряжения

Наименование прибора	Тип прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В · А)

Анализатор сети	АПКЭ-1	0,5	6
-----------------	--------	-----	---

#### 4.9 Выбор дизель – генератора

В качестве одного из резервных источников питания для Чулымской ГЭС принята дизель-генераторная установка АД-2500. Номинальная полная мощность 3125 кВА, номинальная активная мощность 2500 кВт. ДГУ произведена компанией «Энерго-Моторы», г. Екатеринбург, Россия.

#### 4.10 Выбор резервного трансформатора собственных нужд

В качестве резервного трансформатора СН принят ТМН-2500/35/6 с номинальным напряжением 35 кВ. Он будет питать собственные нужды Чулымской ГЭС от подстанции «ПС1» (35 кВ).

Произведен данный трансформатор компанией «СвердловЭлектроШит» в г. Екатеринбург, Россия. В таблице 4.15 представлены технические характеристики трансформатора ТМН-2500/35/6.

Таблица 4.15 – Технические характеристики резервного трансформатора

S <sub>ном</sub> , кВА	U, кВ		U <sub>кз</sub> , %	I <sub>хх</sub> , %	ΔP <sub>х</sub> , Вт	ΔP <sub>к</sub> , Вт
	U <sub>вн</sub> , кВ	U <sub>нн</sub> , кВ				
2500	35	6	7,4	0,84	2,7	19

## 5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей необходимо защищать от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями. Также оборудование необходимо оснащать устройствами автоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования. Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

### 5.1 Технические данные оборудования

Технические данные оборудования представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Технические данные оборудования

Наименование оборудования	Наименование параметра		Параметр
генератор	Тип		ВГС 850/110-64
	номинальная мощность	полная, МВА	60
		активная, МВт	48
	номинальное напряжение, кВ		10,5
	коэффициент мощности cosφ		0,8
	частота тока, Гц		50
	частота вращения, об/мин		93,8
	число фаз обмотки статора		3
	номинальный ток статора, А		2749
	ток ротора при номинальной нагрузке, А		965
	напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке		230
	индуктивное сопротивление по продольной оси, о.е.	синхронное $X_d$	0,70
		переходное $X'_d$	0,29
		сверхпереходное $X''_d$	0,20
	индуктивное сопротивление обратной последовательности, о.е.		0,22
	емкость обмотки статора, мкФ		0,8
	соединение фаз обмотки статора		«звезда»
трансформатор	Тип		ТДЦ 80000/110-У1
	номинальное напряжение, кВ	ВН	121
		НН	10,5
	напряжение короткого замыкания, %		11
трансформатор собственных нужд ГЭС	схема и группа соединений		Yн/D-11
	Тип		ТС3-2500/10,5/6
	номинальная полная мощность, кВА		2500
	номинальное напряжение, кВ	ВН	10,5
		НН	6
	напряжение короткого замыкания, %		6,7
	схема и группа соединений		D/Yн -11

## **5.2 Перечень защит основного оборудования**

Согласно ПУЭ [24] для гидрогенератора ВГС 850/110-64 мощностью 48 МВт должны быть предусмотрены следующие виды защит:

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

Виды защит для трансформатора ТДЦ 80000/110-У1 в соответствии с ПУЭ [24]:

- 1) Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- 2) Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- 3) Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 110 кВ;
- 4) Резервная максимальная токовая защита;
- 5) Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;
- 6) Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- 7) Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- 8) Защита от потери охлаждения;
- 9) Защита от перегрева масла;
- 10) Защита от перегрева обмотки.

Виды защит для трансформатора собственных нужд ГЭС ТСЗ 2500/10,5/6в соответствие с ПУЭ [24]:

- 1) Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;

- 2) Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- 3) Защита от перегрузки;
- 4) Реле тока охлаждения.

На линиях электропередачи 110 кВ:

- 1) Основные защиты:  
дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.
- 2) Резервные защиты:
  - 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
  - токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
  - 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
  - для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 110 кВ предусматривается УРОВ 110 кВ.

### **5.3 Расчет номинальных токов**

В данном разделе производится расчет номинальных токов, которые являются основой для выполнения данного курсового проекта.

Номинальный ток генератора определяется по формуле (5.1):

$$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{60000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3299 \text{ A}, \quad (5.1)$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная полная мощность генератора ВГС 850/110-64[25];  
 $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение генератора.

Номинальный вторичный ток генератора определяется по формуле (5.2):

$$I_{\text{ном}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт нн}}} = \frac{3299 \cdot 1}{4000/5} = 4,12 \text{ A}, \quad (5.2)$$

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

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

Номинальный первичный ток на стороне высшего напряжения определяется по формуле (5.3):

$$I_{\text{вн}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном т}}} = \frac{60000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 286,29 \text{ A}, \quad (5.3)$$

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

Номинальный вторичный ток на стороне ВН определяется по формуле (5.4):

$$I_{\text{ном}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном}}}{K_{\text{тт вн}}} = \frac{286,29}{300/5} = 4,77 \text{ A}, \quad (5.4)$$

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

Выбор трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{нн.те}} = \frac{I_{\text{ном рот}}^{(1)}}{1,2255} = \frac{965}{1,2255} = 787 \text{ A}. \quad (5.5)$$

Мощность трансформатора возбуждения определяется по формуле (5.6):

$$S_{\text{те}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{нн.те}} \cdot I_{\text{нн.те}} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 787 = 546 \text{ кВА}. \quad (5.6)$$

Принимается трансформатор ТСЗ-600/10/0,4.

Первичный ток трансформатора возбуждения на стороне 10,5 кВ определяется по формуле (5.7):

$$I_{\text{вн те}}^{(1)} = \frac{S_{\text{ном сн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 32,99 \text{ A}, \quad (5.7)$$

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

Вторичный ток трансформатора собственных нужд определяется по формуле (5.9):

$$I_{\text{вн те}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном}}}{K_{\text{тт вн те}}} = \frac{32,99}{40/5} = 4,12 \text{ A}; \quad (5.8)$$

$$I_{\text{вн\_те\_р}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ном\_рот}}^{(1)} \cdot U_{\text{нн.те}} \cdot K_{\text{сх}}}{1,2255 \cdot U_{\text{вн\_те}} \cdot K_{\text{тт\_вн\_те}}} = \frac{965 \cdot 0,4 \cdot 1}{1,2255 \cdot 10,5 \cdot 40/5} = 3,75 \text{ A.} \quad (5.9)$$

## 5.4 Описание и расчет уставок защит

### 5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)

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

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

Номинальный ток генератора:  $I_{\text{ном}} = 3299 \text{ A.}$

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

$$I_{\text{нб(н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3299 = 165 \text{ A,} \quad (5.10)$$

где  $K_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности трансформатора тока равный 0,5;  
 $f_i$  – относительная погрешность трансформаторов тока равная 0,1;  
 $I_{\text{н}}$  – номинальный ток генератора равный 3299 А.

Уставка выбирается из следующего условия по формуле (5.11):

$$I_{\text{ср.0}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{нб(н)}} = K_{\text{н}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{н}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3299 = 0,1 \cdot I_{\text{н}}, \quad (5.11)$$

где  $K_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, равный 2.

$$I_{\text{ср.0}} \geq 4,12 \text{ A.}$$

Принимается уставка начального тока срабатывания равная:

$$I_{\text{ср.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{н}} = 0,15 \cdot 3299 = 494,85 \text{ A.} \quad (5.12)$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ находится по формуле (5.13):

$$I_{\text{нб(КЗ)}} = K_{\text{ап}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{макс}}, \quad (5.13)$$

где  $K_{\text{ап}}$  – коэффициент апериодической составляющей равный 2;

$I_{\text{макс}}$  – максимальный ток через трансформаторы тока на линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генератора, определяется по формуле (5.14):

$$I_{\text{макс}} = \frac{E_d''}{x_d''} \cdot I_h = \frac{1,0}{0,2} \cdot 3299 = 16495 \text{ А}, \quad (5.14)$$

где  $E_d''$  – сверхпереходное ЭДС генератора, 1,0;

$x_d''$  – сверхпереходное сопротивление генератора, 0,2.

Следовательно, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{\text{нб(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 16495 = 1649,5 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения определяется из следующего условия (5.15):

$$K_T > \frac{I_{\text{нб(КЗ)}} \cdot K_h}{I_T}, \quad (5.15)$$

где  $K_h$  – коэффициент надежности, 2;

$I_T$  – ток трехфазного КЗ на выводах генератора и равен  $I_{\text{макс}}$ .

Тогда:

$$K_T > \frac{1649,5 \cdot 2}{16495},$$

$$K_T > 0,2.$$

Исходя из условия (4.6)  $K_T$  принимается равным 0,3.

3) Уставка начального торможения выбирается исходя из условия (5.16) и равна:

$$I_{\text{HT}} = \frac{I_{\text{cp.0}}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_h}{0,3} = 0,5 \cdot I_h. \quad (5.16)$$

4) Тормозной ток  $B$ , определяющий точку излома характеристики срабатывания. При выборе уставки  $B$  должно выполняться следующее условие (5.17):

$$B \geq \frac{I_{cp.0}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_H}{0,3} = 0,5 \cdot I_H. \quad (5.17)$$

Исходя из условия (5.17) типовое значение уставки принимается равным  $1,5 \cdot I_H$ .

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

Принимается уставка:  $I_{otc} = 8 \cdot I_{nom} = 26,39$  кА.

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора приведена на рисунке 5.1:

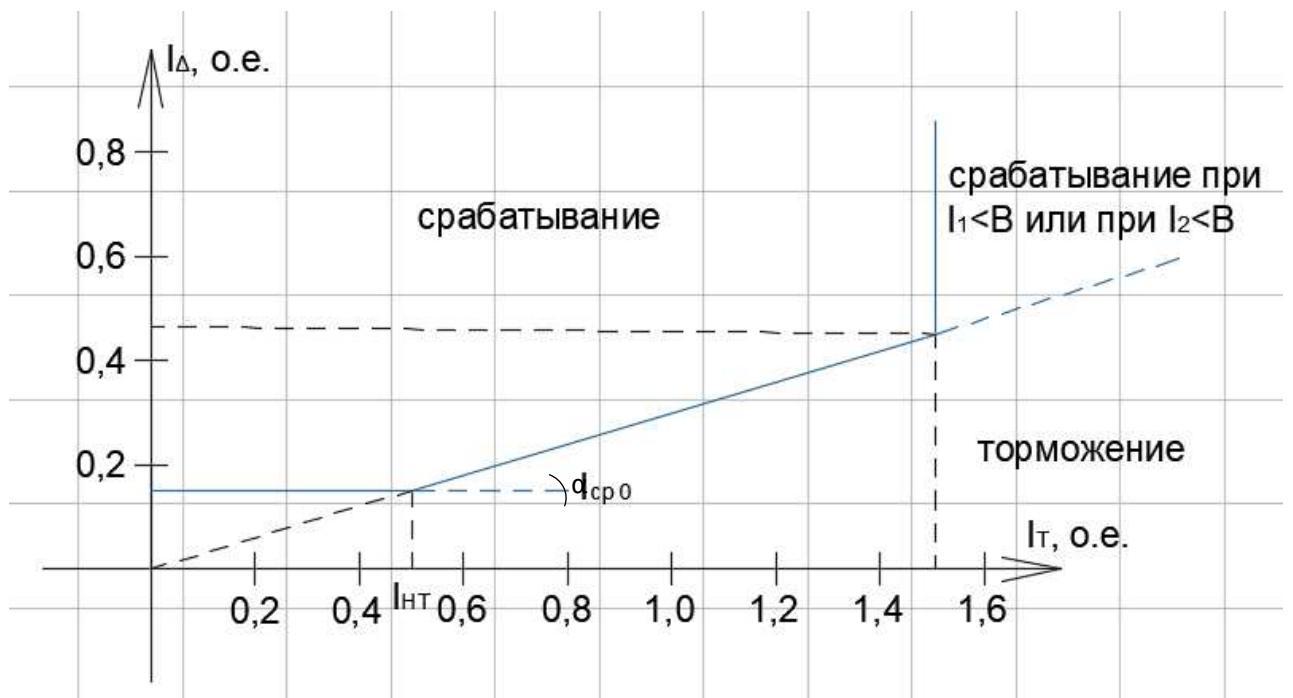


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания диф. защиты генератора

#### 5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN(UO))

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

Данная защита выполняется с помощью двух органов напряжения.

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

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

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

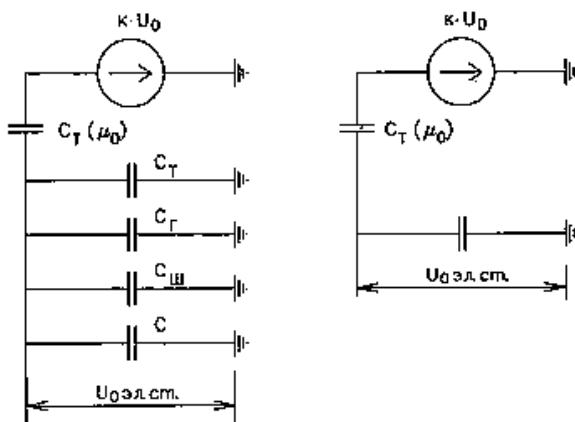


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения  $U_0$  эл.ст.

На рисунке 5.2 соответствующими буквенными значениями обозначены:

$C_T$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю 0,8;

$C_r$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_W$  – емкость шинопровода по отношению к земле;

$C_{BГ}$  – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения определяется по формуле (5.18):

$$C_{\Sigma} = C_T + C_r + C_W + C_{BГ} = 0,0073 + 0,8 + 0,008 + 0,25 = \\ = 1,0653 \text{ мкФ.} \quad (5.18)$$

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне ВН трансформатора определяется по формуле (5.19):

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{ном BN}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{121}{\sqrt{3}} = 23,29 \text{ кВ,} \quad (5.19)$$

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

Напряжение нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора определяется по формуле (5.20):

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = 0,5 \cdot 23,29 \cdot \frac{0,010}{0,010 + 1,0653} = 108 \text{ В}, \quad (5.20)$$

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

$C_T(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, мкФ.

Суммарный емкостный ток сети 10,5 кВ определяется по формуле (5.21):

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 1,0653 = 6,08 \text{ А}. \quad (5.21)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из условия (5.22):

$$U_{cp} \geq \frac{K_h}{K_b} \cdot \frac{3}{n_{th}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст}}, \quad (5.22)$$

где  $K_h$  – коэффициент надежности;

$K_b$  – коэффициент возврата;

$n_{th}$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

$$U_{cp} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{0,1}{3}\right)}} \cdot 108;$$

$$U_{cp} \geq 2,81 \text{ В.}$$

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

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

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

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

$$X = \frac{1}{K_t + 2} = \frac{1}{1,1 + 2} = 0,3226. \quad (5.23)$$

Из выражения 5.23 видно, что орган  $U_{03}$  при  $K_t$  равном 1,1 работает селективно и защищает 32,26 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

#### **5.4.3 Защита от повышения напряжения ( $U1>$ ), ( $U2>$ )**

1) Уставка защиты  $U2>$  рассчитывается по формуле (5.24):

$$U_{cp2} = \frac{1,4 \cdot U_h}{n_{th}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.24)$$

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

Уставка  $U1>$  рассчитывается по формуле (5.25):

$$U_{cp1} = \frac{1,2 \cdot U_h}{n_{th}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.25)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 110 кВ принимается минимальной и равной  $0,09 \cdot I_h$ .

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

#### **5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )**

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.26)$$

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

Допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока  $I_2$  характеризуется выражением (5.27):

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

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Уставка сигнального органа принимается равной:

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

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

Относительный ток обратной последовательности, на который реагирует защита определяется по формуле (5.28):

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21, \quad (5.28)$$

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

$t$  – допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока  $I_2$ .

Уставка в относительных единицах определяется по формуле (5.29):

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,17, \quad (5.29)$$

где  $K_h$  – коэффициент надежности.

Уставка в именованных единицах определяется по формуле (5.30):

$$I_{2\text{пуск}} = I_{*2\text{пуск}} \cdot I_h = 0,17 \cdot 4,12 = 0,70 \text{ В.} \quad (5.30)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена (5.31) по тепловому действию тока  $I_{*2\text{пуск}}$ :

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2\text{пуск}}^2} = \frac{30}{0,17^2} \approx 1038 \text{ с.} \quad (5.31)$$

3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождающихся токами перегрузки  $I_2$  с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой уравнением (5.32):

$$t_{\text{cp}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}. \quad (5.32)$$

Отсюда:

$$A_{\text{ио}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{cp}}. \quad (5.33)$$

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

Таблица 5.2 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

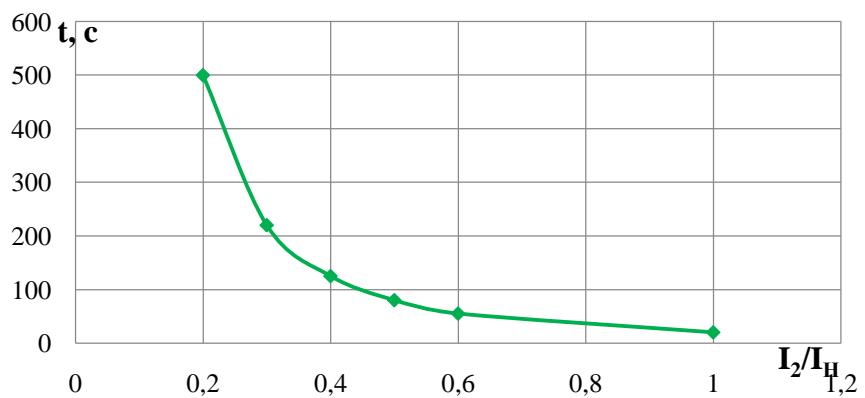


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимается:  $t$  мин. = 20 с,  $t$  макс. = 500 с.

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

- a) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 110 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$x_d'' = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{U_{\text{НН}}^2} = 0,2 \cdot \frac{121^2}{10,5^2} = 26,5; \quad (5.34)$$

$$x'_\pi = x_{0,\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\phi,\text{ном}}^2} = 0,427 \cdot 113 \cdot \frac{60}{121^2} = 0,198 \text{ о.е.}; \quad (5.35)$$

$$I_{\text{КА1.}}^{(2)} = \frac{E_\Sigma}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1}{4 \cdot 26,5 + 4 \cdot 0,07 + 4 \cdot 0,198} = 0,009 \text{ о.е.} \quad (5.36)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения определяется по формуле (5.37):

$$I_{2C.3}^* = 2 \cdot I_{\text{КА1.}}^{(2)} \cdot K_T = 2 \cdot 0,009 \cdot \frac{121}{10,5} = 0,215 \text{ о.е.} \quad (5.37)$$

При двухфазном к.з в конце линии определяется по формуле (5.38):

$$I_{2C.3} \leq \frac{I_{2C.3}^*}{K_q} = \frac{0,215}{1,2} = 0,18 \text{ о.е.} \quad (5.38)$$

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

Отсечка действует с выдержкой времени 8 с на отключение секционного выключателя, 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

#### 5.4.5 Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

Уставка сигнального органа определяется по формуле (5.39):

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H = 4,41 \text{ A}, \quad (5.39)$$

где  $K_H = 1,05$  – коэффициент надежности;

$K_B = 0,98$  – коэффициент возврата.

Выдержка времени 0,9 секунд.

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

Уставка пускового органа определяется по формуле (5.40):

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{н}} = 4,53 \text{А.} \quad (5.40)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

Таблица 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

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

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

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

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

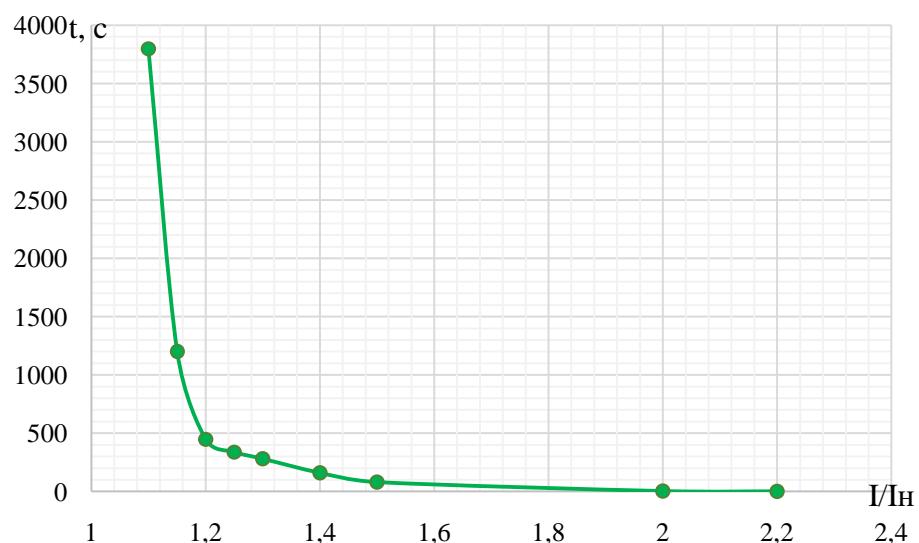


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

Уставка органа отсечки определяется по формуле (5.41):

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{ном}}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{\text{ном}} = 6,308 \text{ А.} \quad (5.41)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению ( $U_r <$ ). Напряжение срабатывания принимается равным (5.42):

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{ном}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 10500/100} = 66 \text{ В.} \quad (5.42)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8 с на отключение секционного выключателя, 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

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

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

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

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

Согласование производится для условий работы на шинах 110 кВ ГЭС одного блока.  $Z_1$ , приведенное к напряжению 110 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 110 кВ Чулымская ГЭС–ПС№1:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1\text{л}} = 0,8 \cdot 20,13 + \frac{0,8}{4} \cdot 11,11 = 18,33 \text{ Ом,} \quad (5.43)$$

где  $Z_T$  – сопротивление трансформатора приведенное к высшей стороне (5.44);

$Z'_{1\text{л}}$  – сопротивление линии (5.45);

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

Сопротивление трансформатора, приведенное к высшей стороне, определяется по формуле (5.44):

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 121^2}{80} = 20,13 \text{ Ом.} \quad (5.44)$$

Сопротивление линии определяется по формуле (5.45):

$$Z'_{1L} = \sqrt{x_L^2 + r_L^2} = \sqrt{9,65^2 + 5,51^2} = 11,110 \text{ м.} \quad (5.45)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{60}{80} + \frac{0,8}{4} \cdot \frac{60}{121^2} \cdot 11,11 = 0,067.$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,067 \cdot 1,84 = 0,123 \text{ Ом,} \quad (5.46)$$

где  $Z_6$  – базисное сопротивление генератора, равное (5.47):

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{нг}}} = \frac{10,5^2}{60} = 1,84 \text{ Ом.} \quad (5.47)$$

Уставка на реле будет найдена по формуле (5.48):

$$Z_{1C3} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,123 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 0,94 \text{ Ом.} \quad (5.48)$$

Принимается уставка  $Z_{1C3} = 0,94 \text{ Ом.}$

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме определяется по формуле (5.49):

$$Z_{\text{нагр}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{нагр}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2749} = 2,21 \text{ Ом}, \quad (5.49)$$

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

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном токе возбуждения ( $2 \cdot I_{\text{в.н.}}$ ) и напряжения на зажимах статора  $0,95 \cdot U_{\text{н}}$  (без учета насыщения) определяется по формуле (5.50):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{в.н.}}}{I_{\text{в.х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,97 - 0,95}{0,86} = 3,5 \text{ о. е.}, \quad (5.50)$$

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

$x_d$  – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{*\text{нагр.ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{3,5} = 0,27 \text{ о. е.}; \quad (5.51)$$

$$\cos \varphi_{\text{нагр.ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 3,5} = 0,24. \quad (5.52)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{нагр.ф}} = 76,1^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты определяется по формуле (5.53):

$$Z_{c3II} = \frac{Z_{*\text{нагр.ф}}}{K_{\text{н}}} = \frac{0,27}{1,1} = 0,25 \text{ о. е.}; \quad (5.53)$$

$$Z_{c3II} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_6 = 0,25 \cdot \frac{10,5^2}{60} = 0,46 \text{ Ом}. \quad (5.54)$$

Значение уставки реле составляет:

$$Z_{c3II} = \frac{Z_{c3.II} \cdot n_T}{n_H} = \frac{0,46 \cdot 4000/5}{10500/100} = 3,5 \text{ Ом.} \quad (5.55)$$

Принимаем уставку  $Z_{II} = 3,5 \text{ Ом.}$

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 20%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{cm1} = 0,025 \text{ Ом}, Z_{cm2} = 0,092 \text{ Ом.}$

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8 с на отключение секционного выключателя, с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

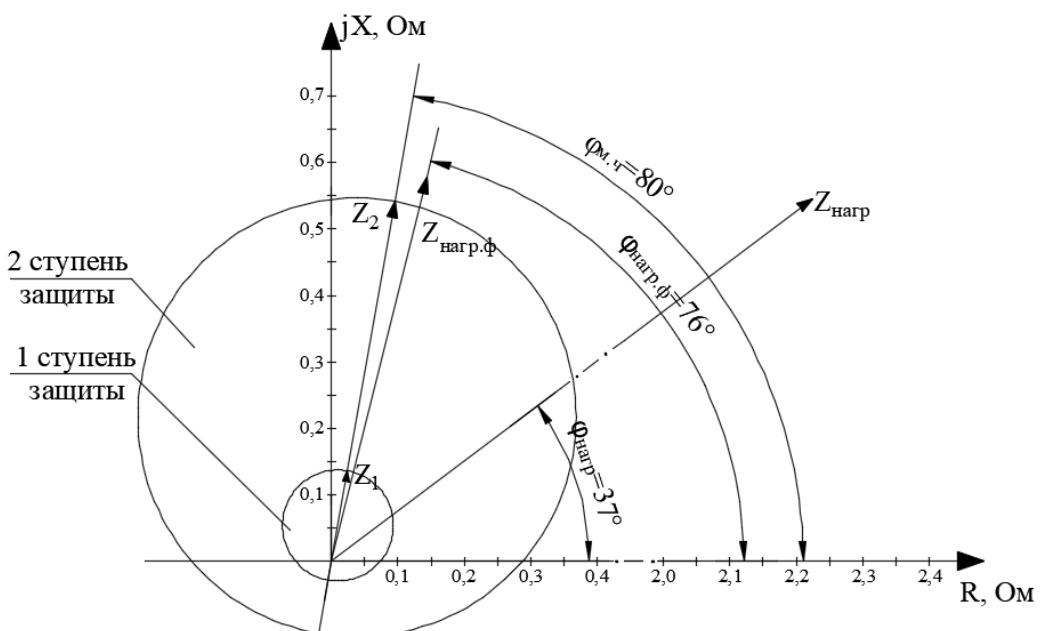


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

#### 5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию. Уставка сигнального органа рассчитана по формуле (5.56):

$$I_{\text{p сигн.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{ном.р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{ном.р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{ном.р}} = 4,01 \text{ A}, \quad (5.56)$$

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

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

Уставка пускового органа рассчитана по формуле (5.57):

$$I_{\text{p пуск.}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{ном.р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{ном.р}} = 4,125 \text{ A}. \quad (5.57)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (табл.5.4), и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Таблица 5.4 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

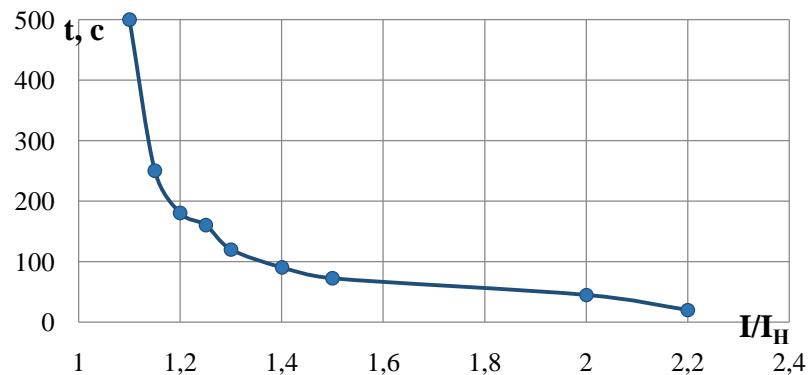


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

Уставка органа отсечки рассчитана по формуле (5.58):

$$I_{\text{p пуск.}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{ном.р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{ном.р}} = 8,21 \text{ A}. \quad (5.58)$$

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

## 5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока «генератор-трансформатор» было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов средней мощности ШЭ1113 производства «ЭКРА» [26].

ШЭ1113 имеет широкий спектр функциональных возможностей для защиты синхронных генераторов от повреждений в зоне действия защиты, а также для защиты от аварийных условий во внешних системах.

## 5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.5

Таблица 5.5 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I_{\Delta G}$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,618 A
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-
		Уставка начального торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	2,06 A
		Тормозной ток, B	$1,5 \cdot I_H$	6,18 A
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-
		$t_2$	$U_{02G}$	-
		$t_3$	$U_{0G}$	-
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,1	-
ЗПН	$U >$	2ступень	$U_{CP2}$	140 B
		1 ступень	$U_{CP1}$	120 B
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2\text{сигн}}$	0,288 A
		ПО	$I_{2\text{пуск}}$	0,70 A
		ОТС I	$I_{2\text{з.}}$	0,742 A
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{\text{сигн}}$	4,41 A
		ПО	$I_{1\text{пуск}}$	4,53 A
		ОТС	$I_{1\text{отс}}$	6,308 A
ДЗ	Z	1 ступень	$Z_I$	0,067
				0,123 Ом

	$<$	2 ступень	$Z_{II}$	0,25	0,46 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p$ сигн.	$1,07 \cdot I_{\text{НОМ},P}$	4,01 А
		ПО	$I_p$ пуск	$1,1 \cdot I_{\text{НОМ},P}$	4,125 А
		Отсечка	$I_p$ пуск	$2,19 \cdot I_{\text{НОМ},P}$	8,21 А

Матрица отключений представлена в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Матрица отключений

Наименование	Обозначение			Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение СВ	Отключение В-110 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$			+	+	+	+				+
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$									
		$t_2$									+
		$t_3$		+	+	+					
	$U_{03}$			+	+	+					
ЗПН	$U >$	1 ступень	$t_1$	+	+						
		2 ступень	$t_2$	+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО									+
		ИО		+	+						
		OTC I	$t_1$					+			
			$t_2$						+		
			$t_3$	+	+						
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО									+
		ИО		+	+						
		OTC	$t_1$					+			
			$t_2$						+		
			$t_3$	+	+						
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$t_1$								+
			$t_2$	+	+	+					
		2 ступень	$t_1$					+			
			$t_2$						+		
			$t_3$	+	+						
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО									+
		ИО		+	+						
		Отсечка		+	+						



## **6      Компоновка и сооружения гидроузла**

### **6.1    Определение класса гидротехнического сооружения**

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты ( $H=30,2$  м) и типа грунтов оснований (скольное основание – алевролит) [27], присвоен: III.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации [27]. По установленной мощности ( $N=195$  МВт), присвоен: III.

Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнических сооружений 4915 человек, что более 3000, расстояние до населённого пункта 5,5 км), присвоен: I.

В конечном счете, присваивается наивысший класс всему сооружению, в данном случае это I класс.

### **6.2    Определение отметки гребня бетонной плотины**

Принимаю за отметку гребня бетонной плотины с вертикальной напорной гранью  $\nabla ГБП$ , вычисленную по формуле:

$$\nabla ГБП = \nabla НПУ + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.1)$$

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

$a$  – величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для I класса – 0,8 м.

$$\Delta h_{set} = K_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot (d + 0,5 \cdot \Delta h_{set})} \cdot \cos \alpha_w \quad (6.2)$$

где  $\alpha_w$  – угол между продольной осью водоёма и направлением ветра, градусы (буду рассматривать перпендикулярное направление ветра к оси плотины, 0 град.);

$V_w$  – скорость ветра;

$L$  – длина разгона волн, м;

$K_w$  – коэффициент;

$d$  – средняя глубина водохранилища;

$g$  – ускорение свободного падения.

Для скорости ветра  $V_w = 24$  м/с принимаю  $K_w = 2,46 \cdot 10^{-6}$ .

Длина разгона:  $L = 7100$  м.

Методом последовательных приближений находим  $\Delta h_{set}$ , присваивая величине  $\Delta h_{set}$  находящейся в знаменателе нулевое значение.

Средняя глубина водохранилища:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{294,5 - 264,3}{2} = 15,1 \text{ м.} \quad (6.3)$$

Высота ветрового нагона в первом приведении

$$\Delta h_{set} = \frac{2,46 \cdot 10^{-6} \cdot 24^2 \cdot 7100}{9,81 \cdot (15,1 + 0,5 \cdot 0)} \cos 0 = 0,0679 \text{ м.}$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

1. Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 7100}{24^2} = 121,$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{24} = 8829,$$

где  $t = 6$  ч – период развития волн на водохранилище.

2. По графику по верхней огибающей кривой и значениям  $\frac{gL}{v^2}$  и  $\frac{gt}{v}$  определяются параметры  $\frac{g\bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{v}$  (рисунок 6.1). Полученные значения сводятся в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Определение безразмерных величин

$\frac{gL}{v^2}$	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
121	0,019	1,65
$\frac{gt}{v}$	$\frac{g\bar{h}}{v^2}$	$\frac{g\bar{T}}{v}$
8829	0,077	3,85

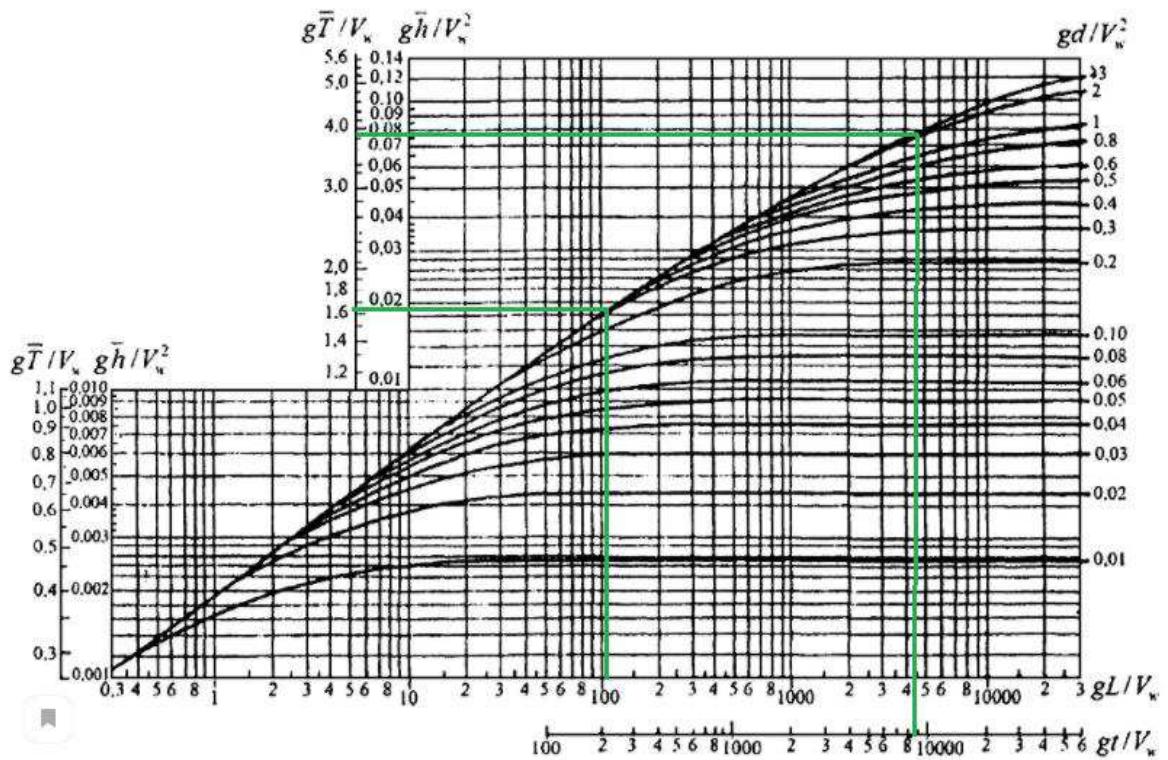


Рисунок 6.1 – Графики для определения элементов ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах

Используя меньшие полученные значения  $\frac{g\bar{h}}{v^2}$  и  $\frac{g\bar{T}}{v}$  вычислим средний период волны  $\bar{T}$  и среднюю высоту волны  $\bar{h}$ :

$$\bar{h} = \frac{0,019 \cdot v^2}{g} = \frac{0,019 \cdot 24^2}{9,81} = 1,12 \text{ м}, \quad (6.4)$$

$$\bar{T} = \frac{1,65 \cdot v}{g} = \frac{1,65 \cdot 24}{9,81} = 4,04 \text{ с}. \quad (6.5)$$

3. Вычислим среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,04^2}{2 \cdot 3,14} = 25,45 \text{ м}. \quad (6.6)$$

4. Условие  $d = 15,1 \text{ м} > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d = 12,73 \text{ м}$  выполнено, расчёт выполняем для глубоководной зоны

5. Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 1,12 \cdot 2,09 = 2,33 \text{ м}, \quad (6.7)$$

где  $k_i = 2,09$  – коэффициент, принимаемый по графику (рисунок 6.2).

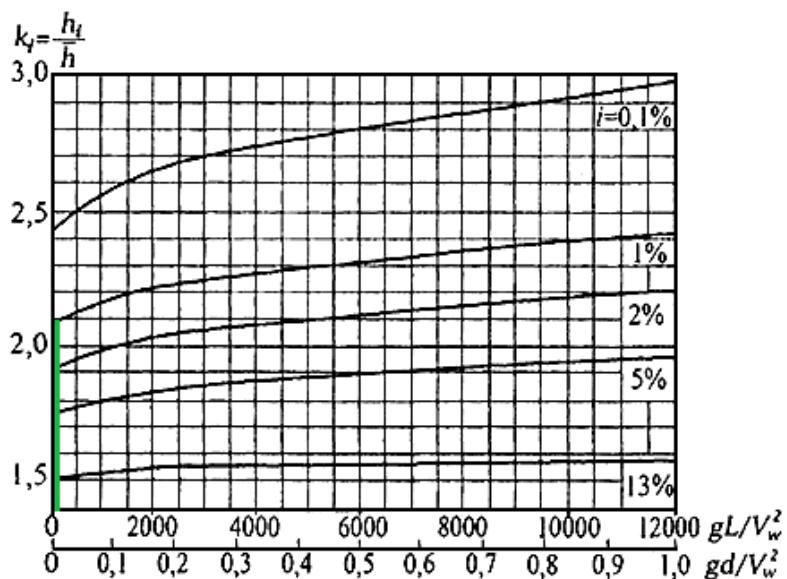


Рисунок 6.2 – Графики значений коэффициента  $k_i$

$$\nabla\Gamma\text{БП} = 294,5 + 2,33 + 0,0679 + 0,8 = 297,70 \text{ м.}$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla\Gamma\text{Б} = \nabla\text{НПУ} + H_{\text{ст}} = 294,5 + 9,0 = 303,50 \text{ м},$$

где  $H_{\text{ст}} = 9 \text{ м.}$

В конечном итоге принимаю отметку высоты всего напорного фронта равной 303,50 метра.

### 6.3 Гидравлические расчёты

В результате гидравлического расчёта определяю:

- ширину водосливного фронта, число и размеры водосливных отверстий;
- отметку гребня водослива;
- пропуск поверочного расхода;
- форму водосливной поверхности;
- сопряжение потока в нижнем быфе;
- размеры гасителей;
- способ гашения энергии воды и параметры энергосберегающих устройств.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчётного расхода воды основного расчетного случая. Пропуск расчётного расхода при основном расчётном случае производится при НПУ и при полном открытии всех затворов сооружения. Определённые размеры отверстий и их число подлежат проверке на поверочный расчётный случай. Пропуск расчётного расхода воды для

проверки расчётного случая надлежит выполнять при ФПУ и УНБ<sub>max</sub> всеми пропускными сооружениями.

### 6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Определим расчетный расход через водосливную плотину при НПУ с учетом работы всех сооружений гидроузла по следующему выражению:

Определим расчетный расход через водосливную плотину по следующему выражению:

$$\begin{aligned} Q_{\text{р.осн.}} &= Q_{\text{max.осн.}} - Q_{\text{ГЭС}} - \frac{V_{\text{пол}} + V_{\text{пр}}}{t_{\text{ср}}} = \\ &= 3151 - 791 - \left( \frac{(3,76 + 4,2) \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} \right) = 1848 \text{ м}^3/\text{с}. \end{aligned} \quad (6.8)$$

где  $Q_{\text{max}}$  – максимальный основной расход 1% обеспеченности;

$Q_{\text{ГЭС}}$  – расход через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через агрегаты ГЭС. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов ( $n-1$ ) при числе агрегатов до 6 включительно.

$$H_{\text{осн}} = \text{НПУ} - \text{УНБ}(Q_{0,1\%}) = 294,5 - 273,34 = 21,16 \text{ м}. \quad (6.9)$$

$H_{\text{осн}} > H_{\text{min}}$ ,  $21,16 > 16,32$ , соответственно, пропуск паводка через ГЭС возможен.

$$\begin{aligned} Q_{\text{ГА}} &= \frac{N_{\text{ГА}}}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{48,75 \cdot 1000}{9,81 \cdot (21,16 - 0,22) \cdot 0,9} = \\ &= 263,7 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \end{aligned} \quad (6.10)$$

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{ГА}} \cdot (4 - 1) = 3 \cdot 264 = 791 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \quad (6.11)$$

Удельный расход на водосливе будет равен:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot q_{\text{р}}, \quad (6.12)$$

где  $q_{\text{р}}$  – удельный расход на рисберме, который равен:

$$q_{\text{р}} = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}}, \quad (6.13)$$

где  $h_{\text{НБ}}$  – глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику  $Q = f(H)$ , УНБ = 273,34 м, тогда

$$h_{\text{НБ}} = \text{УНБ} - \nabla \text{дна} = 273,34 - 284,3 = 9,04 \text{ м}, \quad (6.14)$$

где  $[v_h]$  – допустимая неразмывающая скорость на рисберме, равная 5,0 м/с.

$$q_p = 5,0 \cdot 9,04 = 45,2 \text{ м}^2/\text{с.}$$

Тогда

$$q_B = 1,25 \cdot 45,2 = 56,5 \text{ м}^2/\text{с.}$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = \frac{Q_p}{q_B} = \frac{1848}{56,5} = 32,71 \text{ м.} \quad (6.15)$$

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной шириной пролета отверстия  $b = 9$  м, тогда водосливных отверстий:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{32,71}{9} = 3,63 \approx 4. \quad (6.16)$$

Ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B = b \cdot n = 9 \cdot 4 = 36 \text{ м.} \quad (6.17)$$

Бык примем разрезным, толщина разрезного бычка определяется по формуле Березинского  $\delta_B = 0,25 \cdot b + (0,5 - 2) \text{ м} = 0,25 \cdot 9 + 1,75 = 4 \text{ м.}$  Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B = 36 + (4 - 1) \cdot 4 = 48 \text{ м.} \quad (6.18)$$

### 6.3.2 Определение отметки гребня водослива

Используя формулу расхода через водослив, определим полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B' \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{1848}{0,49 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,24 \text{ м}, \quad (6.19)$$

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

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

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \sigma_{\phi} \cdot \sigma_{cjk} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.20)$$

где  $\sigma_{cjk}$  – коэффициент бокового сжатия;

$\sigma_n$  – коэффициент подтопления, подтопления водослива нет и  $\sigma_n = 1$ ;

$\sigma_{\phi}$  – коэффициент формы водосливной ( $\sigma_{\phi} = 1$ ).

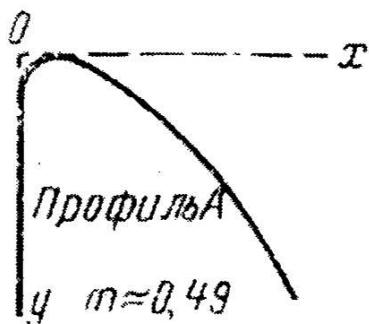


Рисунок 6.3 – Водосливная стенка нормального очертания (Кригера-Офицерова)

$$\sigma_{cjk} = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.21)$$

где  $\xi = 0,45$  – коэффициент уменьшения, учитывающий форму быков в плане (полукруглая).

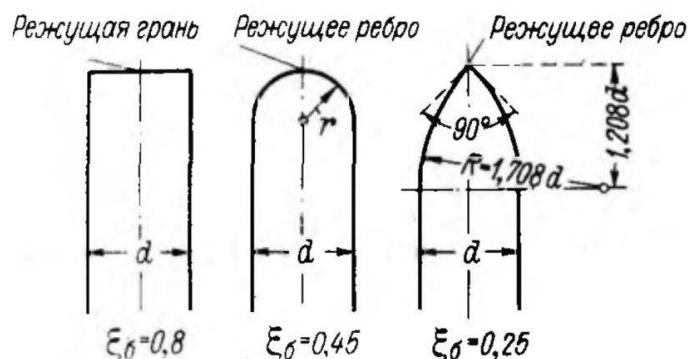


Рисунок 6.4 – Очертание быков в плане

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (4 - 1) \cdot 0,45}{4} \cdot \frac{8,24}{9} = 0,906,$$

$$H_{02} = \left( \frac{1848}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,906 \cdot 1 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,80 \text{ м.}$$

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g}, \quad (6.22)$$

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

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна})(B + (n - 1) \cdot \delta_B)}, \quad (6.23)$$

$$v_0 = \frac{1848}{(294,5 - 264,3)(36 + (4 - 1) \cdot 4)} = 1,275 \text{ м/с.}$$

$$H = 8,80 - \frac{1,1 \cdot 1,275^2}{2 \cdot 9,81} = 8,71 \text{ м.}$$

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

$$H_{\text{ст}} = 9,0 \text{ м.}$$

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla \Gamma \text{В} = \nabla \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 294,5 - 9,0 = 285,5 \text{ м.} \quad (6.24)$$

### 6.3.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определим поверочный расход через водосливную плотину, при этом заметим, что пропуск производится через все водосбросы и все гидроагрегаты:

$$Q_{\text{п.пов}} = Q_{\text{пов},max} - Q_{\text{ГЭС}} - \frac{V_{\text{пол}} + V_{\text{пр}}}{t_{\text{cp}}} = \\ = 3530 - 762 - \left( \frac{(3,76+4,2) \cdot 10^9}{6 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} \right) = 2256 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (6.25)$$

где  $Q_{ГЭС}$  – расход через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через агрегаты ГЭС. Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов ( $n-1$ ) при числе агрегатов до 6 включительно.

$$H_{\text{пov}} = \Phi_{\text{ПУ}} - \text{УНБ}(Q_{0,1\%}) = 296,5 - 274,54 = 21,96 \text{ м}, \quad (6.26)$$

$H_{\text{пov}} > H_{min}$ ,  $21,96 > 16,32$ , соответственно, пропуск паводка через ГЭС возможен.

$$\begin{aligned} Q_{\Gamma A} &= \frac{N_{\Gamma A}}{9,81 \cdot (H_{\text{пov}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{48,75 \cdot 1000}{9,81 \cdot (21,96 - 0,22) \cdot 0,9} = \\ &= 254 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}. \end{aligned} \quad (6.27)$$

$$Q_{ГЭС} = Q_{\Gamma A} \cdot (4 - 1) = 3 \cdot 254 = 762 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Определим напор на гребне водослива при пропуске проверочного расхода в первом приближении без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{01\text{пов.}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left( \frac{2256}{0,49 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,41 \text{ м} \quad (6.28)$$

Во втором приближении определим напор  $H_{02\text{пов.}}$  с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{02\text{пов.}} = \left( \frac{Q_{\text{р.пов}}}{m_{\text{пов}} \cdot \sigma_{\phi} \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.29)$$

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (4 - 1) \cdot 0,45}{4} \cdot \frac{9,41}{9} = 0,940,$$

где  $m_{\text{пов}}$  – коэффициент расхода для проверочного случая, определяемый по формуле:

$$m_{\text{пов}} = m \left[ 0,805 + 0,245 \frac{H_{01\text{пов.}}}{H_{ct}} - 0,05 \left( \frac{H_{01\text{пов.}}}{H_{ct}} \right)^2 \right], \quad (6.30)$$

$$m_{\text{пov}} = 0,49 \cdot \left[ 0,805 + 0,245 \cdot \frac{9,41}{9} - 0,05 \cdot \left( \frac{9,41}{9} \right)^2 \right] = 0,493,$$

$$H_{02\text{пов.}} = \left( \frac{2256}{0,493 \cdot 1 \cdot 0,941 \cdot 1 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,77 \text{ м.}$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поворочного расхода:

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha v_{0\text{пов}}^2}{2g}, \quad (6.31)$$

$$v_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\text{дна})(B + (n - 1)\delta_B)}, \quad (6.32)$$

$$v_{0\text{пов}} = \frac{2256}{(296,5 - 264,3) \cdot (36 + (4 - 1) \cdot 4)} = 1,46 \text{ м/с,}$$

$$H_{\text{пов}} = 9,77 - \frac{1,1 \cdot 1,46^2}{2 \cdot 9,81} = 9,65 \text{ м.}$$

Проверим, не превышается ли отметка  $\nabla\Phi\text{ПУ}_p$  заданную  $\nabla\Phi\text{ПУ} = 296,5$  м при таком напоре:

$$\nabla\Phi\text{ПУ}_p = \nabla\Gamma B + H_{\text{пов}} = 285,5 + 9,65 = 295,15 \text{ м.} \quad (6.33)$$

$\nabla\Phi\text{ПУ} > \nabla\Phi\text{ПУ}_p$ , пропускная способность гидроузла достаточна для пропуска расхода  $Q_{\text{пов}} = 3530 \text{ м}^3/\text{с.}$

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, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0	1,13	14	11,70	4,28	27	23,40	19,10
2	0,90	0,32	15	12,60	5,08	28	24,30	20,60
3	1,80	0,06	16	13,50	5,95	29	25,20	22,16
4	2,70	0,00	17	14,40	6,88	30	26,10	23,49
5	3,60	0,05	18	15,30	7,86	31	27,00	25,42
6	4,50	0,24	19	16,20	8,88	32	27,90	27,12
7	5,40	0,54	20	17,10	9,97	33	28,80	28,86
8	6,30	0,90	21	18,00	11,12	34	29,70	30,65
9	7,20	1,31	22	18,90	12,32	35	30,60	32,48

Окончание таблицы 6.2

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
10	8,10	1,78	23	19,80	13,57	36	31,50	34,36
11	9,00	2,30	24	20,70	14,88	37	32,40	36,28
12	9,90	2,89	25	21,60	17,05	38	33,30	38,24
13	10,80	3,55	26	22,50	17,64	39	34,20	40,24

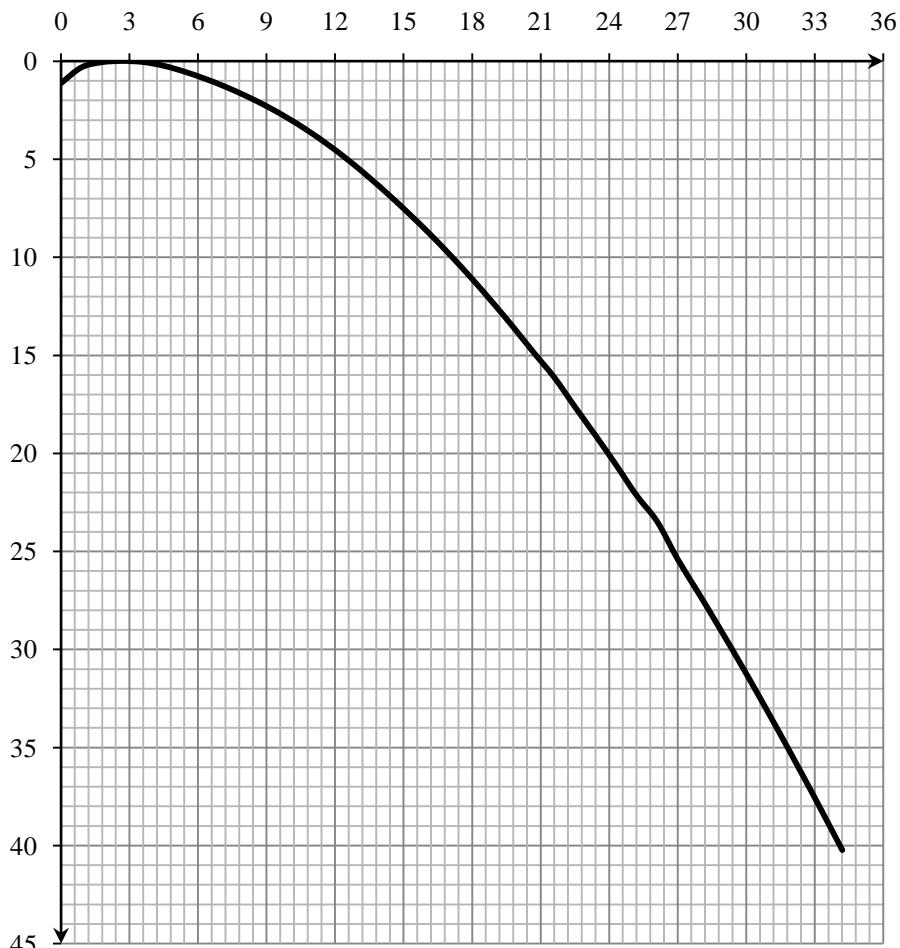


Рисунок 6.5 – Очертание оголовка плотины практического профиля

### 6.3.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Установлю необходимость устройства в нижнем бьефе гасителей энергии.

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С (рисунок 6.6). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

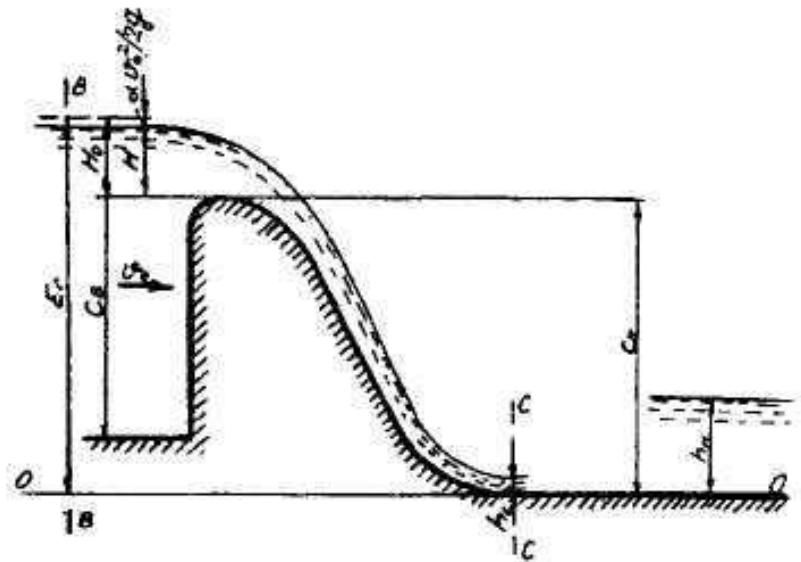


Рисунок 6.6 – Оголовок и сжатое сечение

Определяю критическую глубину:

$$h_{kp} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{osn.p.}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1848^2}{9,81 \cdot (48)^2}} = 5,50 \text{ м.} \quad (6.34)$$

Определяю полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{HPU} - \nabla_{DNA} = 294,50 - 264,30 = 30,20 \text{ м.} \quad (6.35)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{kp}} = \frac{30,20}{5,50} = 5,49 \text{ м.} \quad (6.36)$$

По графику [29, табл. 9-10] определяю глубину  $h_c$  в сжатом сечении и глубину  $\tilde{h}_c$  - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяю  $\xi_c = 0,33$  и  $\tilde{\xi}_{T_0} = 2,32$ .

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c = \xi_c \cdot h_{kp} = 0,33 \cdot 5,50 = 1,81 \text{ м,} \quad (6.37)$$

$$\tilde{h}_c = \tilde{\xi}_{T_0} \cdot h_{kp} = 2,32 \cdot 5,50 = 12,76 \text{ м.} \quad (6.38)$$

Глубина в НБ при  $Q_{osn}=2639 \text{ (м}^3/\text{с)}$ ,  $h_{NB} = 9,04 \text{ м}$ , следовательно, прыжок отогнанный ( $h_c > h_{NB}$ ).

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Гашение энергии в нижнем бьефе будет осуществляться водобойным колодцем.

### 6.3.5 Расчет водобойного колодца

Целью расчета является определение глубины колодца и его длины.

Глубина водобойного колодца определяется методом последовательных приближений. Разница между значениями глубин колодца, определённых расчетом, не должно превышать 5-10 %.

Первоначально, глубину колодца определим по формуле:

$$d = \sigma \cdot h_c - (h_{\text{нб}} + Z'), \quad (6.39)$$

где  $\sigma$  – коэффициент, увеличивающий глубину в колодце, что обеспечивает образование затопленного прыжка,  $\sigma = 1,1$ ;

$Z'$  - перепад свободной поверхности, обусловленный стеснением потока снизу уступом глубиной  $d$ .

$$Z' = \frac{q^2}{2 \cdot g} \cdot \left( \frac{1}{\varphi^2 \cdot h_{\text{нб}}^2} - \frac{\alpha}{\sigma^2 \cdot h_c''^2} \right), \quad (6.40)$$

где  $\varphi$  – коэффициент скорости для водослива с широким порогом, зависящий от кромки уступа, принимается 0,92.

$$q = \frac{Q_{\text{осн.р.}}}{B + \sum \delta_6} = \frac{1848}{48} = 38,50 \frac{\text{м}^2}{\text{с}}. \quad (6.41)$$

$$Z' = \frac{38,50^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left( \frac{1}{0,92^2 \cdot 9,04^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 12,76^2} \right) = 0,67 \text{ м.}$$

Тогда, глубина колодца будет равна:

$$d = 1,1 \cdot 12,76 - (9,04 + 0,67) = 4,32 \text{ м.}$$

Находим полную удельную энергию для второго приближения:

$$E_0 = \text{НПУ} - \text{ДНО} + d = 294,5 - 264,3 + 4,32 = 34,52 \text{ м} \quad (6.42)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{E_0}{h_{kp}} = \frac{34,52}{5,50} = 6,28 \text{ м.} \quad (6.43)$$

По графику [29, табл. 9-10] определяю глубину  $h_c$  в сжатом сечении и глубину  $\bar{h}_c$  - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяю  $\xi_c = 0,305$  и  $\bar{\xi}_{T_0} = 2,41$ .

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c = \xi_c \cdot h_{kp} = 0,305 \cdot 5,50 = 1,68 \text{ м,} \quad (6.44)$$

$$\bar{h}_c = \bar{\xi}_{T_0} \cdot h_{kp} = 2,41 \cdot 5,50 = 13,25 \text{ м.} \quad (6.45)$$

$$Z' = \frac{38,50^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left( \frac{1}{0,92^2 \cdot 9,04^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 13,25^2} \right) = 0,70 \text{ м.}$$

$$d = 1,1 \cdot 13,25 - (9,04 + 0,70) = 4,83 \text{ м.}$$

В третьем приближении полная удельная энергия:

$$E_0 = \text{НПУ} - \text{ДНО} + d = 294,5 - 264,3 + 4,83 = 35,03 \text{ м} \quad (6.46)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{E_0}{h_{kp}} = \frac{35,03}{5,50} = 6,37 \text{ м.} \quad (6.47)$$

По графику [29, табл. 9-10] определяю глубину  $h_c$  в сжатом сечении и глубину  $\bar{h}_c$  - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины  $\xi_{T_0}$ , определяю  $\xi_c = 0,30$  и  $\bar{\xi}_{T_0} = 2,44$ .

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c = \xi_c \cdot h_{kp} = 0,30 \cdot 5,50 = 1,65 \text{ м,} \quad (6.48)$$

$$\bar{h}_c = \bar{\xi}_{T_0} \cdot h_{kp} = 2,44 \cdot 5,50 = 13,42 \text{ м.} \quad (6.49)$$

$$Z' = \frac{38,50^2}{2 \cdot 9,81} \cdot \left( \frac{1}{0,92^2 \cdot 9,04^2} - \frac{1,1}{1,1^2 \cdot 13,42^2} \right) = 0,71 \text{ м.}$$

$$d = 1,1 \cdot 13,42 - (9,04 + 0,71) = 5,05 \text{ м.}$$

Так как разница между глубина колодца в третьем и втором приближениях составляет около 4,5%, то принимаем  $d = 5,05$  м.

Отметка пола водобоя:

$$\text{ПВ} = \text{ДНО} - d = 264,3 - 5,05 = 259,25 \text{ м} \quad (6.50)$$

Длина водобоя при наличии в нем гасителя:

$$l_{\text{в}} = (0,75 \div 1,0) \cdot l_{\text{пр.}} \quad (6.51)$$

$$\begin{aligned} l_{\text{пр.}} &= 2,5 \cdot (1,9 \cdot h_c^{\circ} - h_c^{\circ}) = \\ &= 2,5 \cdot (1,9 \cdot 13,42 - 1,65) = 59,60 \text{ м.} \end{aligned} \quad (6.52)$$

$$l_{\text{в}} = (0,75 \div 1,0) \cdot 59,60 = 53,0 \text{ м.}$$

## 6.4 Конструированные элементы плотины

### 6.4.1 Расчет водобойной плиты

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

Толщину водобоя определяют расчетом из условия устойчивости плиты против опрокидывания, сдвига и вскрытия. Предварительно толщина водобоя может быть определена по формуле В.Д. Домбровского.

$$t_{\text{в}} = 0,15 \cdot V_{\text{сж}} \cdot \sqrt{h_c^{\circ}}, \quad (6.53)$$

где  $V_{\text{сж}}$  – скорость потока в сжатом сечении

$$V_{\text{сж}} = \frac{q}{h_c^{\circ}} = \frac{38,50}{1,65} = 23,34 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.54)$$

$$t_{\text{в}} = 0,15 \cdot 23,34 \cdot \sqrt{1,65} = 4,5 \text{ м.}$$

### 6.4.2 Определение ширины подошвы плотины

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

Отметка подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - d - t_{\text{в}} - a = 264,3 - 5,05 - 4,5 - 2 = 252,75 \text{ м}, \quad (6.55)$$

где  $d$  – глубина колодца;  
 $t_{\text{в}}$  – толщина водобойной плиты;  
 $a$  – конструктивный запас, (2÷3)м.

Высота плотины:

$$h_{\text{пл}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 294,50 - 252,75 = 41,75 \text{ м}. \quad (6.56)$$

При соотношении  $\frac{B}{h_{\text{пл}}} = (0,67 \div 0,7)$  плотина на скальном основании будет отвечать условиям прочности и устойчивости.

Ширина подошвы плотины:

$$B_{\text{пл}} = 0,7 \cdot h_{\text{пл}} = 0,7 \cdot 41,75 = 29 \text{ м}. \quad (6.57)$$

Проектируемая плотина не удовлетворяет всем критериям прочности. Увеличиваем ширину подошвы плотины и принимаем 34 м.

#### **6.4.3 Дренаж в теле бетонной плотины**

Для снятия фильтрационного давления устраивается вертикальный дренаж.

Вдоль напорной грани плотины предусмотрен дренаж в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в смотровые галереи. Диаметр скважин принимаем 20 см. Расстояние между осями дрен - 3м.

#### **6.4.4 Дренажные устройства в основании**

Дренаж в скальных грунтах выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 0,2 м с шагом 3 м.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа:

$$l_1 = 0,1 \cdot B = 0,1 \cdot 29 = 2,9 \text{ м}. \quad (6.58)$$

#### **6.4.5 Разрезка бетонной водосливной плотины швами**

Во избежание недопустимо больших напряжений в различных частях бетонной плотины на скальном основании, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, плотину делят на секции сквозными температурно-осадочными швами. Разрезку плотины производят чаще по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затвора. Уплотнение швов

осуществляется в виде шпонок. Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции.

Ширина секции:

$$b_c = b + \delta_B = 9 + 4 = 13 \text{ м}, \quad (6.59)$$

где  $b_c$  –ширина секции с учетом разрезного быка,  
 $b$  –ширина пролета в свету,

$\delta_B$  –толщина быка с учетом разрезки сквозным продольным швом.

При ширине основания  $B=29$  м, принимаем 2 столба шириной 15 и 14 м. Омоноличивание профиля плотины обеспечивается бетонированием швов шириной 1,5 м.

#### 6.4.6 Быки

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком. Толщину разрезного быка принимаем 4 м .

Минимальная толщина между пазами 0,8 м. Ширина быка по гребню 20 м для обеспечения проезда транспорта и для размещения подъемных механизмов.

#### 6.4.7 Устои

Различают устои сопрягающие, устраиваемые для сопряжения водосливной плотины с грунтовой или берегом, и раздельные, которые отделяют водослив от глухой бетонной плотины или здания ГЭС.

Применим 1 раздельный устой для отделения водосливной плотины от здания ГЭС, также 2 сопрягающих устоя для отделения водосливной плотины от берегов.

#### 6.4.8 Галереи в теле плотины

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи располагаем через 20 м, одну из продольных галерей следует проектировать выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу оборудования. Примем шириной – 3 м, высотой – 3,5 м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной – 2,5 м, высотой – 2,5 м. Смотровые галереи находятся на отметках:  $\nabla 256,75$  м;  $\nabla 276,75$  м.

#### 6.4.9 Рисберма

Рисберма – участок за водобойной стенкой, укреплённый бетонными плитами, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Выполняется в виде крепления из бетонных плит, расположенных в шахматном порядке.

Длина участка с плитами рисберм:

$$L_p = \frac{0,4}{n} \cdot h_c = \frac{0,4}{0,1} \cdot 13,42 = 53,66 \text{ м.} \quad (6.60)$$

Количество плит рисбермы по длине:

$$N = \frac{L_p}{12} = \frac{53,66}{14} = 3,83, \quad (6.61)$$

Принимается количество плит - 4.

Ширина рисбермы равна ширине водосливного фронта.

Толщина плит рисбермы: для первого ряда толщина плит принимается равной половине толщины плиты водобоя – 2,41 м, для второго и третьего – 1,91 м и для четвертого – 1,41 м.

#### 6.5 Пропуск расходов через глубинные водосбросы

Донные отверстия водосбросной плотины предусматриваются, как на период строительства, для пропуска строительных расходов, так и для дальнейшей эксплуатации.

Глубинный водосброс используется в качестве дополнительного и рассчитывается на полезный объем водохранилища.

$$Q_c = \frac{V_{\text{пол.вдхр.}} + V_{\text{пр.}}}{t_{\text{сраб}}} = 512 \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6.62)$$

Принимаем диаметр водовыпускного отверстия 3,5 м.

Отметка центра выходного сечения находим по формуле:

$$\begin{aligned} \nabla_{\text{ЦО}} &= \nabla_{\text{пола галереи}} + h_{\text{галереи}} + 3,5 = \\ &= 256,75 + 3,5 + 5,8 = 266,05 \text{ м.} \end{aligned} \quad (6.63)$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска:

$$H = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} + \nabla_{\text{УМО}}}{2} - \nabla_{\text{ЦО}} = \quad (6.64)$$

$$= \frac{294,50 + 284,3}{2} - 266,05 = 23,35 \text{ м},$$

Пропускная способность при незатопленном выходном отверстии определяется по формуле:

$$\begin{aligned} Q &= \mu \cdot \omega \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H} = \\ &= 0,8 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 1,75^2 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 23,35} = 329 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \end{aligned} \quad (6.65)$$

где  $Q$  – расход, сбрасываемый через отверстие;  
 $H_{\text{в0}}$  – напор над центром входного отверстия;  
 $\omega_{\text{в0}}$  – площадь выходного отверстия.

Определяем количество водовыпускных отверстий (не менее 2-х), необходимое для пропуска расчетного расхода:

$$n = \frac{Q_c}{Q} = \frac{512}{329} = 1,55 \sim 2 \text{ отверстия.} \quad (6.66)$$

## 6.6 Статические расчёты плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных, сочетаниях отдельно для строительного и эксплуатационного периодов.

### 6.6.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 706,87 \text{ м}^2,$$

$$S_6 = 1216,12 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$\begin{aligned} G_{\text{пл}} &= \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{706,87 \cdot 9 \cdot 9,81 \cdot 2400}{9 + 4} = \\ &= 11521,76 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \end{aligned} \quad (6.67)$$

Точка приложения равнодействующей силы  $G_{\text{пл}}$  также была определена с помощью приложения AutoCad.

$$Y_{\text{пл}} = 4,46 \text{ м.}$$

Вес быка и точку его приложения определию аналогичным образом:

$$\begin{aligned} G_6 &= \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \rho_6 \cdot g}{b + \delta_6} = \\ &= \frac{1216,12 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{9 + 4} = 8809,95 \frac{\text{kH}}{\text{м}}. \end{aligned} \quad (6.68)$$

$$Y_6 = 8,95 \text{ м.}$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.69)$$

где  $f$  – площадь затвора:

$$\begin{aligned} f &= (\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \Gamma \text{В} + 0,5) \cdot b = \\ &= (296,5 - 285,5 + 0,5) \cdot 9 = 103,5 \text{ м}^2. \end{aligned} \quad (6.70)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 103,5 \cdot \sqrt{103,5} \cdot 9,81 = 568,12 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{568,12}{9 + 4} = 43,70 \frac{\text{kH}}{\text{м}}. \quad (6.71)$$

## 6.6.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 41,75^2}{2} = 8549,72 \text{ кН/м}, \quad (6.72)$$

где  $H_B = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 294,50 - 252,75 = 41,75 \text{ м.}$

- с нижнего бьефа:

$$T_h = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_h^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 13,65^2}{2} = 913,91 \text{ кН/м}, \quad (6.73)$$

где  $H_h = \nabla \text{УНБ} - \nabla \text{ПОД} = 266,40 - 252,75 = 13,65 \text{ м}$ .

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$W_3 = S \cdot \gamma_b = 52,85 \cdot 9,81 = 518,46 \text{ кН/м}; \quad (6.74)$$

где  $S$  – площадь вертикальной составляющей силы гидростатического давления со стороны нижнего бьефа, определяется при помощи программы AutoCAD.

### 6.6.3 Сила взвешивающего и фильтрационного давления

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ} = 294,50 - 266,40 = 28,10 \text{ м}. \quad (6.75)$$

Для плотин I класса с цементационной завесой и дренажом:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40 \quad (6.76)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,20 \quad (6.77)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 28,10 = 11,24 \text{ м},$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 28,10 = 5,62 \text{ м},$$

Сила фильтрационного давления:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_{\phi}^\phi, \quad (6.78)$$

$$W_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 182,0 = 1785,42 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

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

Ординаты эпюр определим, как:

$$p_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla \text{УНБ}_{min} - \nabla \text{под}) = \quad (6.79)$$

$$= 1000 \cdot 9,81 \cdot (266,4 - 252,75) = 133,91 \text{ кН},$$

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

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}}^{\text{вз}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 464,1 = 4552,81 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.80)$$

#### 6.6.4 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$\begin{aligned} p_h &= \gamma_h \cdot h_h \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{\varphi_h}{2} \right) = \\ &= 10 \cdot 2 \cdot \tan^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 11,76 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \end{aligned} \quad (6.81)$$

где  $\gamma_h = 10 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;  
 $h_h$  – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна.

$$h_h = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 266,3 - 264,3 = 2 \text{ м}, \quad (6.82)$$

где  $\varphi_h = 20^\circ$  – угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_h = \frac{h_h \cdot p_h}{2} = \frac{2 \cdot 11,76}{2} = 11,76 \frac{\text{кН}}{\text{м}}. \quad (6.83)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определяют следующим образом: в точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта боковое давление грунта определяется дважды, считая эту точку принадлежащей слою наносов, а затем слою грунта, погруженному весом наносов.

$$\begin{aligned} P'_{\text{гр}} &= \gamma_h^{\text{вз}} \cdot h_h \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = \\ &= 10 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{45}{2} \right) = 3,43 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \end{aligned} \quad (6.84)$$

где  $\varphi_{\text{гр}} = 45^\circ$ .

В точке на каждой границе слоя грунта толщиной  $h_{\text{гр}}$  где действуют вес наносов и грунта.

$$P''_{\text{гр}} = (\gamma_h^{\text{вз}} \cdot h_h + \gamma_{\text{гр}}^{\text{вз}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = \quad (6.85)$$

$$= (10 \cdot 2 + 16,1 \cdot 11,55) \cdot tg^2 \left( 45 - \frac{45}{2} \right) = 35,30 \frac{\text{kH}}{\text{m}^2}.$$

Удельный вес взвешенного грунта

$$\begin{aligned} \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} &= \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \gamma_w = \\ &= 23,5 - (1 - 0,25) \cdot 9,81 = 16,1 \text{ кН/м}^3; \end{aligned} \quad (6.86)$$

где  $\gamma_{\text{гр}}$  – удельный вес грунта основания,  $\gamma_{\text{гр}} = 23,5 \frac{\text{kH}}{\text{m}^3}$ ;  
 $n_0$  – пористость условиях естественной влажности грунта,  
 $n_0 = 0,25$ ;  $h_{\text{гр}}$  – толщина слоя грунта,  $h_{\text{гр}} = 9,55 \text{ м}$ ;  
 $\varphi_{\text{гр}}$  – угол внутреннего трения грунта,  $\varphi_{\text{гр}} = 45^\circ$ ;  
 $\gamma_w$  – удельный вес воды.

Равнодействующая сила активного давления грунта на 1 п.м.

$$\begin{aligned} E_a &= \frac{(P'_{\text{гр}} + P''_{\text{гр}})}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \\ &= \frac{3,43 + 35,30}{2} \cdot 11,55 = 223,63 \frac{\text{kH}}{\text{m}}. \end{aligned} \quad (6.87)$$

### 6.6.5 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова.

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 2,33^2}{25,45} = 0,67 \text{ м.} \quad (6.88)$$

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \\ &= \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,33 \cdot \left( \frac{25,45}{3,14} + \frac{0,67}{2} \right) = 96,54 \frac{\text{kH}}{\text{m}} \end{aligned} \quad (6.89)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{25,45}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 2,33 = 3,2 \text{ м.} \quad (6.90)$$

### 6.7 Расчёт прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации).

Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаю сжимающие напряжения со знаком «–», растягивающие – со знаком «+»

Для удобства расчёта составлю таблицу 6.3, в которую внесу все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	$\gamma_f$	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Tв	1,00	→	8549,72	13,92	118983,63
Tн	1,00	←	913,91	-4,55	-4158,30
Wз	1,00	↓	518,46	13,02	6750,33
Gб	0,95	↓	8369,45	-8,95	-74906,58
Gпл	0,95	↓	10945,68	-4,46	-48817,71
Wвзв	1,00	↑	4552,82	0,00	0,00
Wф	1,00	↑	1785,42	8,45	15086,80
Qз	0,9	↓	39,33	-12,66	-497,94
Eа	1,20	→	178,91	3,85	688,79
Wволн	1,00	→	96,54	38,57	3723,82
Eн	1,20	→	14,11	3,67	51,74
F		← →			7925,37
N		↓↑			13534,67
M		Σ			16904,58

Расчёт краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = \\ = -\frac{13534,67}{34,0} + \frac{6 \cdot 16904,58}{34,0^2} = -310,34 \text{ кН/м}^2, \quad (6.91)$$

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

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

$b$  – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = \quad (6.92)$$

$$= -9,81 \cdot 41,75 = -409,57 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

где  $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$  – удельный вес воды,  
 $H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 294,50 - 252,75 = 41,75 \text{ м}$  – напор над  
расчёты сечением со стороны верхнего бьефа;  
 $m_u = \tan \alpha_1$ , где  $\alpha_1$  – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то  $\tan \alpha_1 = 0$ .

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0, \quad (6.93)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -310,34 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.94)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 41,75 = -409,57 \text{ кН/м}^2. \quad (6.95)$$

2) Для низовой грани:

$$\begin{aligned} \sigma_y^t &= -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \sum M}{b^2} = \\ &= -\frac{13534,67}{34,0} - \frac{6 \cdot 16904,58}{34,0^2} = -485,82 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \end{aligned} \quad (6.96)$$

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -485,82 \cdot 0,78^2 - 9,81 \cdot 13,65 \cdot (1 - 0,78^2) = -348,42 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.97)$$

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

$H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{НПУ}}) - \nabla \text{ПОД} = 266,4 - 252,75 = 13,65 \text{ м}$  – напор над  
расчёты сечением со стороны нижнего бьефа;

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = \\ &= -(9,81 \cdot 13,65 - 485,82) \cdot 0,78 = 274,75 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.98)$$

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = \\ &= -485,82 \cdot (1 + 0,78^2) + 9,81 \cdot 13,65 \cdot 0,78^2 = -700,33 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \end{aligned} \quad (6.99)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 13,65 = -133,91 \text{ кН/м}^2 \quad (6.100)$$

Расчёты краевых напряжений сведены в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Основной случай	
	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y$	-310,34	-485,82
$\sigma_x$	-409,57	-348,42
$\tau_{xy}$	0	274,75
$\sigma_1$	-310,34	-133,91
$\sigma_3$	-409,57	-700,33

### 6.7.1 Критерии прочности плотины

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.1 \\ 01)$$

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

$\gamma_{lc}$  – коэффициент сочетания нагрузок,

$\gamma_{lc} = 1,0$  – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок;

$\sigma_3$  – максимальное главное напряжение;

$R_b = 7,5$  МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В10;  $\gamma_{cd}$  – коэффициент условия работы;

$\gamma_{cd} = 0,9$  – при основном сочетании нагрузок.

$$1,25 \cdot 1 \cdot |-700,33| \leq 7500 \cdot 0,9,$$

$$875,41 \text{ кПа} \leq 6750 \text{ кПа.}$$

2) Отсутствие растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0$$

$$-310,34 \text{ кПа} < 0.$$

2. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u. \quad (6.1 \\ 02)$$

$$310,34 \text{ кПа} \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 41,75 = 104,38 \text{ кПа.}$$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

## 6.8 Расчёт устойчивости плотины

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

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

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.103)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{\text{пл}} + G_{\text{Б}} - W_{\text{взв}} - W_{\phi} + W_3 + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (10945,68 + 8369,45 - 4552,82 - 1785,42 + 518,46 + 39,33) \cdot 0,6 + \\ &+ 70 \cdot 34,0 = 10500,80 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.104)$$

где  $\tan \varphi = 0,6$  – внутреннее трение для грунта основания (осадочный грунт - алевролит);

$c = 70 \text{ кН/м}^2$  – сцепление для скалы;

$\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 34,0 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$\begin{aligned} F &= T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} + E_{\text{а}} = \\ &= 8549,72 - 913,91 + 96,54 + 14,11 + 178,91 = \\ &= 7925,37 \text{ кН/м}. \end{aligned} \quad (6.105)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{10500,80 \cdot 0,95}{7925,37 \cdot 1,0} \geq 1,25,$$

$$1,26 \geq 1,25.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

## **7   Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации**

### **7.1   Оценка объемов реализации электроэнергии**

Проектирование ГЭС предполагает выполнение различных этапов, которые охватывают большой спектр разнообразных работ, начиная созданием котлована и заканчивая установкой оборудования.

Объемы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации.

Год	2034	2035	2036	2037	2038
Установленная мощность, МВт	195	195	195	195	195
Число часов использования установленной мощности	1000	1000	1000	1000	1000
Выработка электроэнергии, МВт·ч	195000	195000	195000	195000	195000
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	5	5	5	5	5
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	10	10	10	10	10
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	185	185	185	185	185
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1469	1482	1495	1509	1522
Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб.	272,13	274,54	276,95	279,54	281,95
НДС к выручке, млн. руб.	45,355	45,756	46,158	46,590	46,991

Анализируя таблицу 7.1 можно прийти к выводу, что при установившемся объеме реализации электроэнергии, выручка продолжает расти. Следовательно, данный проект с каждым годом все быстрее окупается и подтверждает свою необходимость.

### **7.2 Текущие расходы по гидроузлу**

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. Текущие расходы посчитаны с учётом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозов на среднесрочный и долгосрочный этап жизни проекта компании ОАО «РусГидро», а также всем дочерним организациям и зависимыми организациями ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, условий и допущений, необходимых для подготовки расчётов в рамках формирования прогнозных документов.

Текущие расходы влияют на себестоимость продукции, так как характеризуют величину затрат на единицу продукции.

В нашем случае текущие включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определены по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, и т.д.) ГЭС определяем на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	49,764
Прочие расходы	274,0	53,430
Итого		103,194

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости.

Удельные значения расходов на ремонт оборудования представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта, год	Величина, %
От 1 до 5	0,06
От 6 до 20	0,09
Свыше 21	0,1

Учитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии с едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро». Данные представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО-ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	1,625
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 , тыс.руб/МВт·ч	1,848
ЦРФ (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/МВт·ч	0,536
Итого		4,009

Текущие затраты по гидроузлу с 2025 г. по 2028 г. приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, млн.руб	93,417	11,171	26,611	31,583	31,583
Расходы на страхование, млн.руб	8,377	8,446	23,877	26,665	26,362
Эксплуатационные затраты, млн.руб	29,768	71,442	71,442	71,442	71,442
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб	0,524	0,792	2,238	2,5	2,471
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб	8,303	19,927	19,927	19,927	19,927
Налог на воду, млн.руб	1,866	5,599	5,599	5,599	5,599
Итого, млн.руб	142,254	117,377	149,694	157,716	157,384

Значительное повышение затрат по гидроузлу за первый год исследуемого периода можно объяснить увеличением расходов на эксплуатационные нужды, т.к увеличивается количество оборудования.

В дальнейшие четыре года статья расходов увеличивается за счет страхования и ремонта производственных фондов, поскольку стоимость имущества увеличивается (закупается и монтируется новое оборудование, подключается обслуживающий персонал).

Текущие затраты за рассматриваемый период представлены на рисунке 7.1.

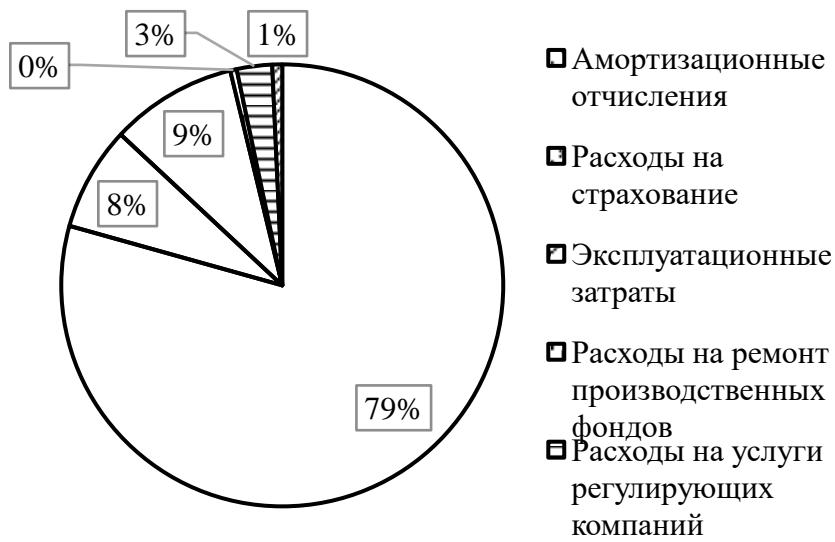


Рисунок 7.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу

### 7.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы после, окончания строительства проектируемой ГЭС, представляют собой оттоки денежных средств в региональный бюджет в соответствии с налоговым кодексом РФ и включают в себя:

- налог на прибыль – 20% от налогооблагаемой прибыли;
- налог на имущество – 2,2% от остаточной стоимости проекта;
- налог на воду – 4,8 руб. на 1 кВт·ч выработанной электроэнергии;
- налог на добавленную стоимость (НДС) – 20% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труда.

Предполагаемые налоговые расходы за 2027-2031 гг. приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы

Год	2027	2028	2029	2030	2031
Налог на прибыль, тыс. руб.	342027,02	352060,14	359936,49	364719,30	368940,10
НДС, тыс. руб.	331873,28	399269,2	406656,67	410950,59	414682,50
Взносы в соц. фонды, тыс. руб	5844,88	5594,88	5594,88	5594,88	5594,88
Налог на имущество, тыс. руб.	89648,73	87204,28	84759,84	82315,39	79870,95
Итого	769393,910	844128,500	856947,88	863580,17	869088,43

Из выше представленных данных (таблица 7.6), можно сделать вывод о том, что наибольшую часть налоговых расходов занимает налог на добавленную стоимость 34%, также налог на прибыль 25%.

Из таблицы 7.6 ежегодно наблюдается рост налоговых расходов за счет увеличения НДС, налога на прибыль и налога на имущество.

#### **7.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности**

Прибыль один из основных показателей эффективности проекта, представляющий собой разницу между выручкой от продаж электроэнергии и затратами на её производство.

Основной формой отражения производственной деятельности гидроэлектростанции по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках».

Данные за первые годы проекта представлена в млн.руб в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Годовая прибыль за первые годы эксплуатации.

Год	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто)	367,49	991,71	939,43	969,08	995,97
Текущие расходы	126,07	471,32	650,91	984,22	651,32
ЕБИТ (прибыль до налогообложения)	136,99	323,67	164,79	-128,43	244,06
Скорректированный налог на прибыль	27,16	64,17	32,4	6,48	45,69
NOPAT (чистая прибыль)	109,82	259,5	132,4	-134,61	198,37
Ставка налога на прибыль, %	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0

По данным таблицы 7.7 видно, что величина чистой прибыли напрямую зависит от величины выручки.

Идет достаточно быстрый рост чистой прибыли, которая является основным источником формирования доходов бюджета и денежных накоплений предприятия.

Расчет чистой прибыли показывает, что проект будет увеличивать свою экономическую эффективность с 2023 по 2037.

Рост суммы чистой прибыли по проекту представлены на рисунке 7.7.

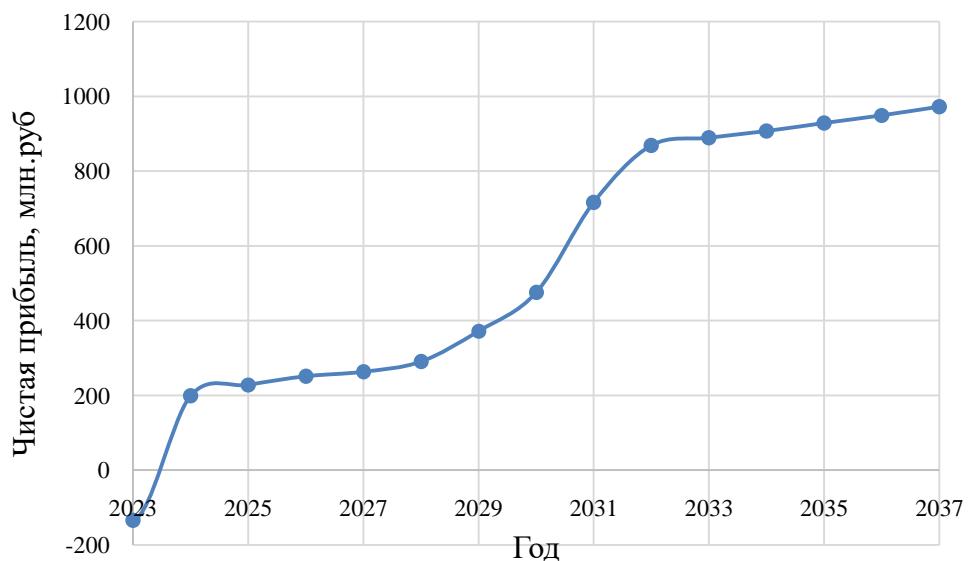


Рисунок 7.3 – Динамика чистой прибыли

По результатам расчета чистой прибыли (рисунок 7.3) сделан вывод, что проект в 2024 года выходит на положительную прибыль и увеличивает свою экономическую эффективность.

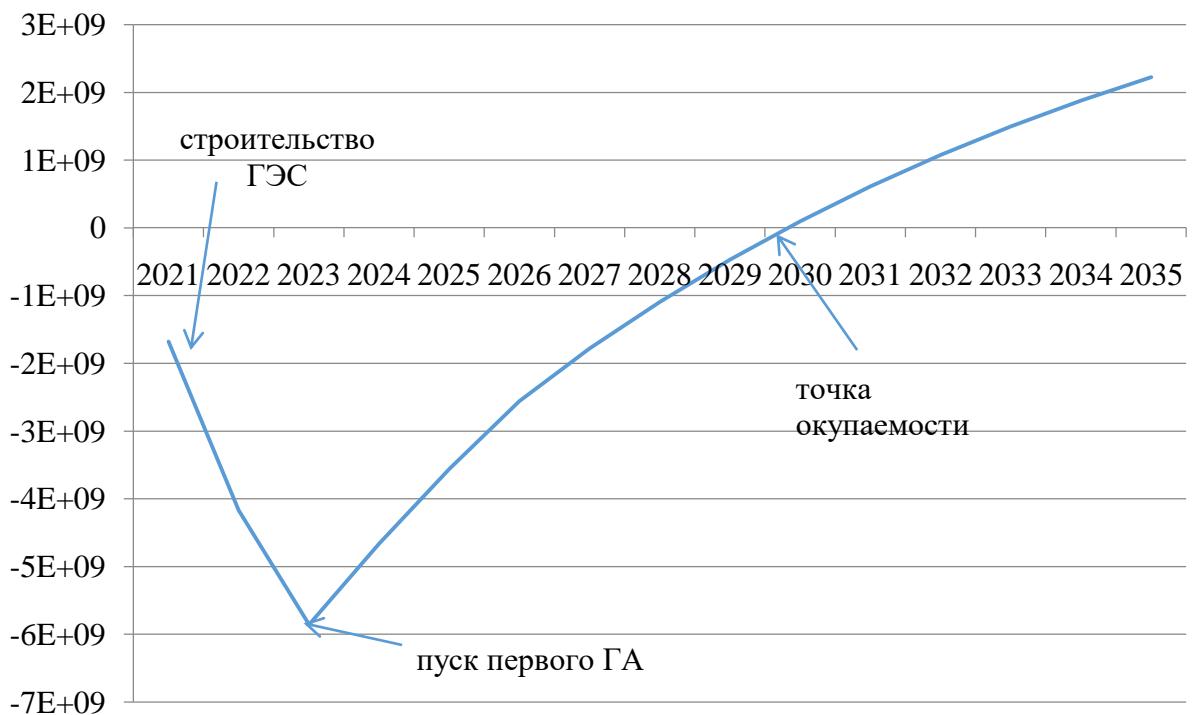


Рисунок 7.4 – Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта

Из рисунка 7.4 видно, что после запуска первого агрегата начинается выработка электроэнергии и как следствие станция получает прибыль. С пусками последующих агрегатов повышается выработка, растут тарифы на электроэнергию и мощность, в 2030 году станция начинает окупаться. Точка окупаемости указывает на момент времени, когда денежные средства от реализации проекта начинают возвращать затраченные на него средства. После того как проект принесет все затраченные на него средства, он начнет приносить прибыль.

## 7.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»).

### 7.5.1 Методология и исходные данные

Расчет эффективности проекта проводится в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТОЭ 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.

б) Едиными сценарными условиями ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Расчеты производились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Чулымской ГЭС на реке Чулым мощностью 195 МВт составляет 25 лет;
- созданная финансовая модель является реальной экономической ситуацией, сложившейся к настоящему моменту на российском рынке.
- предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

Динамика тарифов на электроэнергию для Красноярского края принята в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро». Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

### 7.5.2 Коммерческая эффективность

Основные показатели коммерческой эффективности реализации проекта сводятся к расчетам показателей эффективности инвестиций, представленных в таблице 7.8.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Чулымской ГЭС на реке Чулым мощностью 195 МВт.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,60
Период окупаемости - РВ, мес	82
Чистый приведенный доход – NPV, руб.	4791872395
Индекс прибыльности – PI	1,82
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	20,38
Себестоимость руб./кВт·ч	0,17
Удельные капиталовложения, руб./кВт	67377,19

Из показателей, которые приведены в таблице 3.1 видно, что период окупаемости составляет 6 лет и 10 месяцы, такой срок будет приемлем и не убыточен для этого проекта.

Также индекс прибыльности (1,82 руб.) больше единицы, что указывает на перспективность развития проектируемой ГЭС.

### 7.5.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отображают изменения доходов и расходов федерального и регионального бюджета от реализации данного

проекта. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых показана в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления

Год	2031	2032	2033	2034	2035	2036
В Федеральный бюджет, млн. руб.	797,3	805,2	813,1	821,0	829,0	83,9
В региональный бюджет, млн. руб.	79,9	77,4	75,0	72,5	70,1	67,6
Налоговые поступления, млн. руб.	877,2	882,6	888,1	893,6	899,0	904,5

Как видно из таблицы 7.9 большую часть от всех налоговых поступлений составляют поступления в федеральный бюджет, которые складываются из водного налога, налога на добавленную стоимость, взносов во внебюджетные фонды и налога на прибыль. Меньшую часть составляют поступления в региональный бюджет, к которым относится налог на имущество.

## 7.6 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности позволяет определить насколько сильно изменится эффективность проекта при определенном изменении одного из параметров проекта.

К факторам чувствительности относятся:

- инвестиционные затраты;
- ставки дисконтирования;
- ставки налогов;
- заработной платы персонала;
- цены сбыта.

Анализ изменения NPV по следующим параметрам: ставке налогов, объему инвестиций, цене сбыта, заработной плате персонала в диапазоне от -20 до 20 %, получены следующие результаты и представлены на рисунках 7.5 – 7.9.

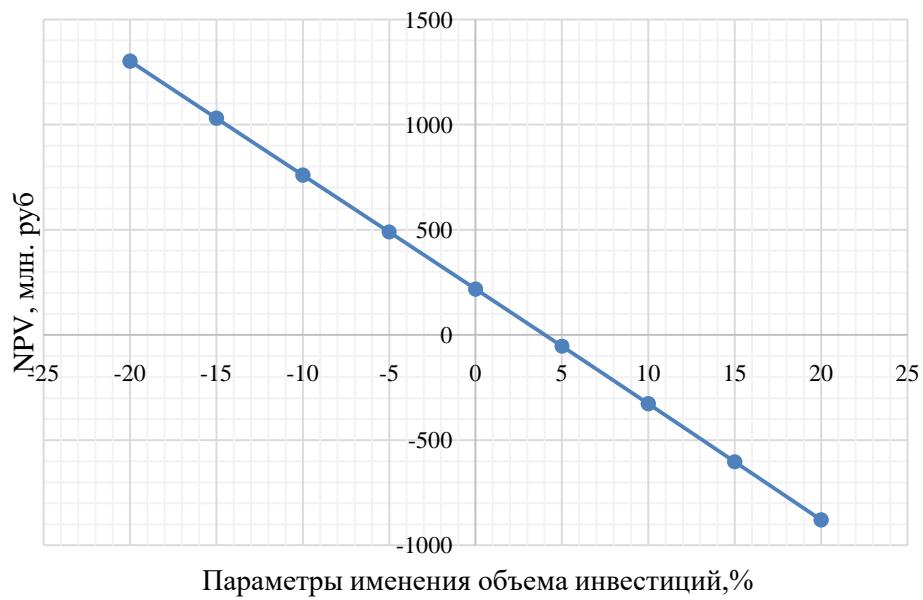


Рисунок 7.5 – Изменение величины NPV от объема инвестиций

Из рисунка 7.5 можно сделать вывод, что больше инвестиций привлекается для реализации проекта, тем меньше NPV.

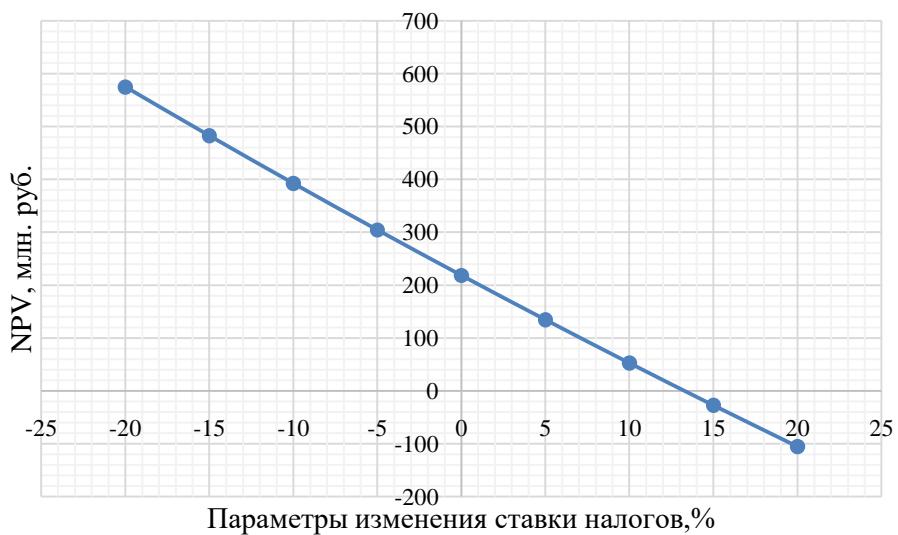


Рисунок 7.6 – Изменение величины NPV от ставки налогов

Из рисунка 7.6 видно, что при уменьшении ставки налогов, индекс прибыльности увеличивается, а при увеличении-наоборот, есть присутствует достаточно сильная обратная зависимость. При уменьшении ставки налогов, проект будет быстрее окупаться и будет более эффективен.

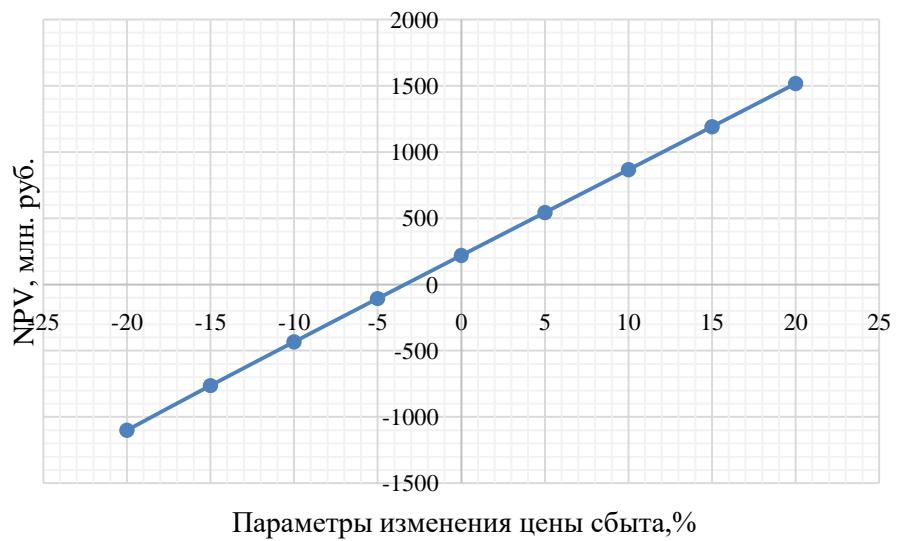


Рисунок 7.7 – Изменение величины NPV от цены сбыта

По данному графику можно сказать, что такой показатель, как индекс прибыльности напрямую зависит от цены сбыта: с увеличением цены сбыта, растет прибыль с каждой единицы продукции, соответственно и растет индекс прибыльности.

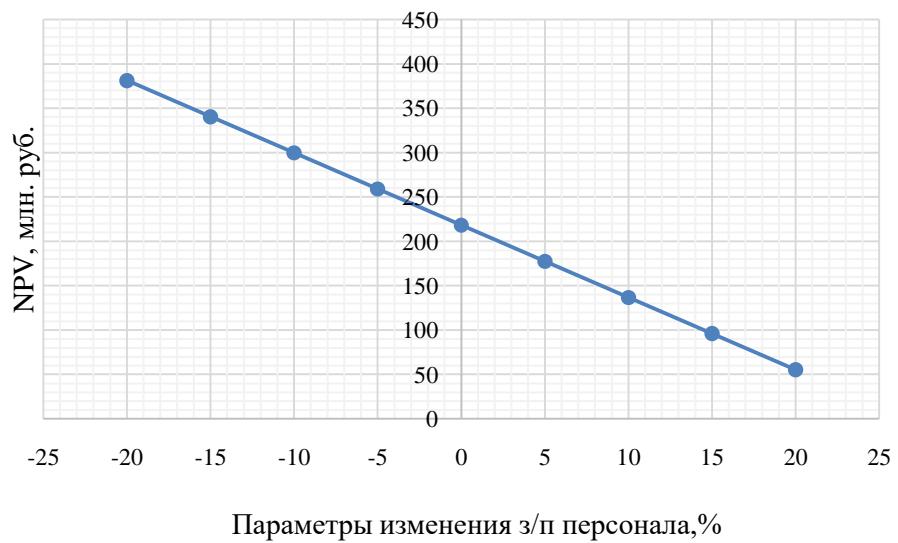


Рисунок 7.8 – Изменение величины NPV от зарплаты персонала

С увеличением заработной платы персонала величина чистого приведенного дохода снижается.

Изменение величины чистого приведенного дохода (NPV) от ставки дисконтирования представлено на рисунке 4.5:

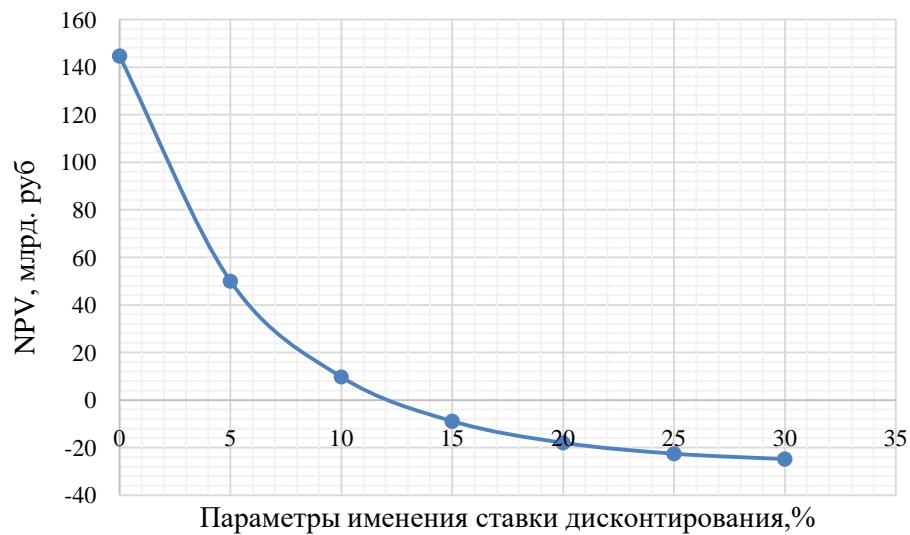


Рисунок 7.9 – Изменение величины NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования, %

По данному графику можно сделать вывод, что величина NPV имеет обратную зависимость от ставки дисконтирования. Чем выше ставка дисконтирования, тем меньше чистый приведенный доход.

## **8 Мероприятия по охране окружающей среды Чулымского гидроузла**

### **8.1 Охрана природы**

#### **8.1.1 Общие сведения, охрана окружающей среды**

Чулымский гидроузел расположен на реке Чулым в Красноярском крае.

Общее падение реки Чулым составляет 326 метров. Падение носит ступенчатый характер и увеличивается от истока к устью. В верхнем течении, в Берега крутые высотой 0,7—1,5 м . Ниже по течению берега пологие.

Протяженность реки 1799 км. Площадь водосборного бассейна 134000 км<sup>2</sup>. Питание реки, смешанное с преобладанием дождевого. Вода в реке чистая, мутная лишь в паводки, пригодна на питьевые нужды.

В реку Чулым впадает 6 крупных притоков.

Река порожиста. На порожистых участках ледостава не наблюдается, за исключением суровых зим. Средняя месячная температура воздуха испытывает значительные годовые колебания. Наиболее низкая температура наблюдается в феврале от -35 до -40°, а летом - повышаться до 30° тепла.

Средняя годовая относительная влажность воздуха колеблется по области от 76-80%.

Среднегодовая скорость ветра составляет 7—8 м/с на морском побережье и 4—5 м/с — на равнинах и в низинах.

Половодье начинается в апреле и продолжается до июля. Далее наблюдается довольно устойчивая зимняя межень. Среднемноголетний расход воды в реке составляет 598м<sup>3</sup>/с.

В состав ихтиофауны реки Чулым входят следующие виды: голец, ряпушка, сиг, хариус, щука, налим, окунь, колюшка, гольян.

Воздействие Чулымской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

#### **8.1.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

Для наиболее эффективного и безопасного использования гидроэлектростанций требуется решения ряда задач взаимодействия ГЭС с окружающей средой. Для Чулымского гидроузла проводится анализ федеральных и региональных законодательных и нормативных документов, а также требований международного права, регламентирующих охрану окружающей среды и использование природных ресурсов на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации гидросооружений.

Значимыми экологическими задачами при проектировании, строительстве и эксплуатации Чулымской ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим изменения ландшафтов, климата, качества воды и др;

- подготовка ложа водохранилища, в том числе, сводка леса и отчистка территории;
- сбросы ГЭС и связанные с этим изменения, температурного, гидрологического, и ледового режимов реки в нижнем бьефе гидроузла;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;
- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации.

При строительстве Чулымского ГУ будут выполняться следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка территории к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающий среду непосредственно от строительства.

В период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, то будет образовываться большое количество отходов, к ним относятся:

1) Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме  
Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100} \cdot \rho, \text{ т}; \quad (8.1)$$

где  $N$  – объем бетонных работ, м<sup>3</sup>(765000 м<sup>3</sup>);  
 $q$  – удельный норматив образования, % (1,8%);  
 $\rho$  – плотность бетона, т/м<sup>3</sup> (2,5 т/м<sup>3</sup>).

$$M = \frac{765000 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,5 = 34425 \text{ т.}$$

2) Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные.

Код отходов по ФККО –2014 4 61 010 01 20 5

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, 1988г., принимается равным 1,0 % (норма образования отходов арматуры).

$$M = \frac{N \cdot q}{100} \cdot \rho, \text{ т}; \quad (8.2)$$

где  $N$  – количество арматуры, т (84 т);  
 $q$  – удельный норматив образования, % (1,0%);  
 $\rho$  – удельный вес арматуры, т/м<sup>3</sup> (2,0 т/м<sup>3</sup>).

$$M = \frac{135 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 2,7 \text{ т.}$$

В результате, во время строительства будет образовано 34425 тонн лома бетонных изделий и 2,70 тонн отходов черных металлов. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированные полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, которая имеет лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

Так же строительство влияет на изменение естественного ландшафта местности, изменение качества воды, воздуха, почвы, климата.

В первое время после наполнения водохранилища появляется много разложившейся растительности. Гниение органических веществ может привести к образованию парниковых газов. Возможно загрязнение воздуха в результате выхлопных газов.

Происходит изменение грунта водохранилища, что влечет за собой изменение качества воды, а также загрязнение ее при возвращении с некоторыми примесями.

Поэтому, требуется применять оборудование и машины, не выделяющие количество выхлопных газов выше нормы, при строительных работах принимать меры по снижению попадания в атмосферу пыли и вредных веществ.

При эксплуатации и обслуживании должны выполняться мероприятия по предотвращению попадания загрязняющих вод в водохранилище и в нижний бьеф. Все эти воздействия могут привести к неблагоприятным последствиям.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;

- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин.

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Для предотвращения засорения проточных частей гидротехнических сооружений применяются запани, которые устанавливаются вблизи плотины и в устьях притоков.

Сжигание удаленной растительности, различных отработанных материалов, мусора можно производить только с разрешения соответствующих органов. Строительные отходы должны быть утилизированы.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты.

Все возможные воздействия на окружающую среду должны быть устранены в наикратчайшие сроки и нести минимальное воздействие, чтобы избежать существенных изменений в экосистеме водотока и побережья.

### **8.1.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые пред проектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий, расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилищ должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создания водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.
- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.
- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.
- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.
- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1. Организационные
  - 1.1 Разработка и утверждение проектов, нормативов предельно – допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);
  - 1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
  - 1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
  - 1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
  - 1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
  - 1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных вод или дренажных вод;
  - 1.7 Расчет своевременного внесения платы за негативные воздействия на окружающую среду;
  - 1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля.
2. Санитарно-технические:
  - 2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
  - 2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованием законодательства полигонах;
  - 2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
  - 2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
  - 2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
  - 2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;

- 2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
- 2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- 2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод в специализированно организаций на обезвреживание;
- 2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

#### **8.1.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Чулымского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

1. Сбросом сточных вод (дренажных, дождевых и талых) вод;
2. Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
3. Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
4. На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что ГЭС находится в Красноярском крае, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно – защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

«Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения», требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Чулым от сбросов Чулымской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения города Ачинска, в пределах промплощадок объектов Чулымской ГЭС регламентируется с требованиями:

– в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

– выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохранных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического

## **9 Безопасность гидротехнических сооружений, охрана труда**

Важнейшей задачей службы эксплуатации Чулымской ГЭС являются обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации, проектируемой ГЭС, регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений», требованием которого является составление декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное положение определяет порядок, содержание составления декларации о безопасности ГТС, обязательным является осуществление государственной экспертизы для ГТС при их проектированиях, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте или восстановлении.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике ГЭС. Для контроля состояния основных сооружений проектируемой ГЭС должны быть предусмотрены контрольно-измерительные аппараты, которые отслеживают изменение в состоянии плотины.

### **9.1 Охрана труда**

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территории и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим нормам:

- Строительным нормам и правилам;
- Нормам технологического проектирования гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций;
- Российского регистра гидротехнических сооружений;
- Федеральным законам «Об основах охраны труда в РФ»;
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений»;
- Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию;
- Государственным стандартам безопасности труда;
- Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей;
- Правилам устройства электроустановок, техническому регламенту о пожарной безопасности и правилам противопожарного режима РФ 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 при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приёмам работ, приёмам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению, а также снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

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

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

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающим безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

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

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.

## **9.2 Пожарная безопасность**

На основании ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ Пожарная безопасность Чулымской ГЭС должна обеспечиваться системами предотвращения пожара и противопожарной защиты, в том числе организационно-техническими мероприятиями.

В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом. ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на назначенных должностных лиц.

Руководители отделов, структурных подразделений, ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечивать разработку планов эвакуации людей, оборудования на случай пожара;
- обеспечить соблюдение установленного противопожарного режима, требований правил пожарной безопасности и инструкции о мерах пожарной безопасности;
- знать характеристики пожарной опасности зданий, сооружений, технологических процессов, производственного оборудования, хранимых, используемых и обращающихся в производстве веществ, и материалов и организовывать пожаробезопасное хранение транспортирование и применение пожаровзрывоопасных веществ;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устраниению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчинённого персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

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

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

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

Повреждение синхронных машин, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. На Чулымской ГЭС установлены гидрогенераторы пожаротушение которых осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками (дренчерами), ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

### **9.2.1 Пожарная безопасность в кабельных помещениях**

1) К кабельному хозяйству энергетических предприятий относятся все кабельные сооружения (этажи, тоннели, шахты, каналы, галереи, эстакады), а также кабельные линии, закрытые в специальные металлические короба или открыто проложенные по специальным кабельным конструкциям. Приказом руководителя предприятия кабельное хозяйство целиком или по участкам должно быть закреплено за соответствующими цехами для обеспечения надежной эксплуатации кабельных линий и проведения необходимых строительно-монтажных, ремонтных работ и противопожарных мероприятий.

2) Все кабельные сооружения должны регулярно осматриваться по графику, утвержденному начальником соответствующего цеха. 95 При обнаружении нарушений мест уплотнения кабельных линий, проходящих через перегородки, перекрытия, другие строительные конструкции, немедленно должны приниматься меры к их восстановлению.

3) Кабельные сооружения должны содержаться в чистоте. Запрещается устройство каких-либо кладовых, мастерских, а также хранение материалов и оборудования, в том числе неиспользованных кабельных изделий.

4) При обнаружении попадания в кабельные сооружения воды и пара, масла, мазута или других горючих жидкостей (а также их водных эмульсий) немедленно должны приниматься меры по предотвращению их поступления.

5) Все кабельные помещения относятся к помещениям, не обслуживаемым постоянно персоналом, поэтому они должны быть закрыты. Запрещается допуск лиц для обслуживания кабельных сооружений или работы в них без согласования с начальником смены электростанции.

6) В кабельных сооружениях не реже, чем через 50 м должны быть установлены указатели ближайшего выхода. На дверях секционных перегородок должны быть нанесены указатели (схема) движения до ближайшего выхода. У выходных люков из кабельных сооружений должны быть установлены лестницы так, чтобы они не мешали проходу по тоннелю.

7) Автоматические установки пожаротушения кабельных сооружений должны эксплуатироваться на основании требований Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий. Ремонт автоматических стационарных установок пожаротушения кабельных сооружений должен проводиться в кратчайшие сроки.

8) Гидроизоляция и дренажные устройства кабельных сооружений, обеспечивающие отвод или автоматическую откачуку воды, должны быть в исправном и работоспособном состоянии.

9) При эксплуатации кабельных линий не допускается перегрев их выше допустимых норм от оборудования и источников нагрева.

10) В помещениях АСУ ТП, щитов управления и других с паркетными полами деревянные щиты должны снизу защищаться асбестом и обиваться жестью или другим огнезащитным материалом. Съемные несгораемые плиты и цельные щиты должны иметь приспособления для быстрого их подъема вручную.

## **10 Методы проверки и исправления линий вала ГА**

Линия вала ГА – совокупность осей валов гидроагрегата, полученная при сборке.

Проверка линии вала ГА проводится в следующих случаях:

- а) при проведении капитального ремонта, а также при замене или ремонте с разборкой каких-либо звеньев линии валов;
- б) при отсутствии данных по предыдущим проверкам;
- в) при возникновении вибраций, связанных с повышенными биениями вала.

Нарушение общей линии вала относится к наиболее серьезным дефектам изготовления и монтажа. Вызываемые этим нерасчетные нагрузки на направляющие подшипники, подпятник и фланцевые соединения валов действуют постоянно при любых режимах работы гидроагрегата и практически не компенсируются.

На работающем гидроагрегате следует обращать внимание на следующие признаки ухудшения состояния линии вала:

- повышенное значение биения вала гидроагрегата у направляющих подшипников и фланцевых соединениях валов;
- повышенная горизонтальная вибрация направляющих подшипников гидроагрегата;
- повышенная вертикальная вибрация опоры пяты;
- постепенное повышение биения вала (увеличение зазоров в направляющих подшипниках) в течение межремонтного периода при одинаковых режимах работы гидроагрегата.

На работающем гидроагрегате следует периодически контролировать величину биения вала у турбинного подшипника. При технической возможности следует производить аналогичные измерения у генераторного подшипника. Рекомендуется применение стационарной системы контроля (мониторинга) биения вала. Периодичность контроля за биением вала: при наличии автоматической системы - постоянно, при осуществлении контроля персоналом - не менее одного раза в сутки с записью в суючную ведомость, а при возникновении повышенного биения вала частоту контроля по решению технического руководителя ГЭС увеличивают.

В конструкциях гидроагрегатов с генераторным валом основными нарушениями линии вала являются комбинации излома во фланцевых соединениях, несоосности валов и неперпендикулярность зеркала диска подпятника генераторному валу.

Для «одновальных» агрегатов (при соединении турбинного вала непосредственно к ступице ротора гидрогенератора) характерными можно считать следующие варианты нарушений линии вала:

- вал надставки генератора имеет излом во фланцевом соединении со ступицей ротора или вал надставки расположен эксцентрично относительно оси ступицы генератора. Вал турбины и ступица расположены соосно, зеркало

диска подпятника перпендикулярно оси турбинного вала;

– вал надставка и ступица генератора соосны. Имеется излом во фланцевом соединении турбинного вала со ступицей гидрогенератора, зеркало подпятника перпендикулярно линии вала надставки и ступице ротора гидрогенератора;

– вал надставки, ступица ротора генератора и вал турбины соосны, зеркало диска подпятника неперпендикулярно оси ступицы гидрогенератора;

– несоосность турбинного вала и вала надставки гидрогенератора.

Существует два метода проверки линии вала ГА: поворот ротора на  $360^\circ$  и метод четырех струн.

Наиболее точен первый метод. Этим методом можно проверить излом вала во фланцевых соединениях и перпендикулярность диска подпятника к валу, но нельзя определить уклон линии валов.

Проверкой по струнам определяют уклон вала и излом во фланцевых соединениях.

## 10.1 Проверка общей линии вала методом поворота ротора на $360^\circ$

Метод позволяет проверить перпендикулярность зеркального диска подпятника к оси агрегата и наличие излома линии вала во фланцевых соединениях. Метод применим для всех типов исполнения гидроагрегатов.

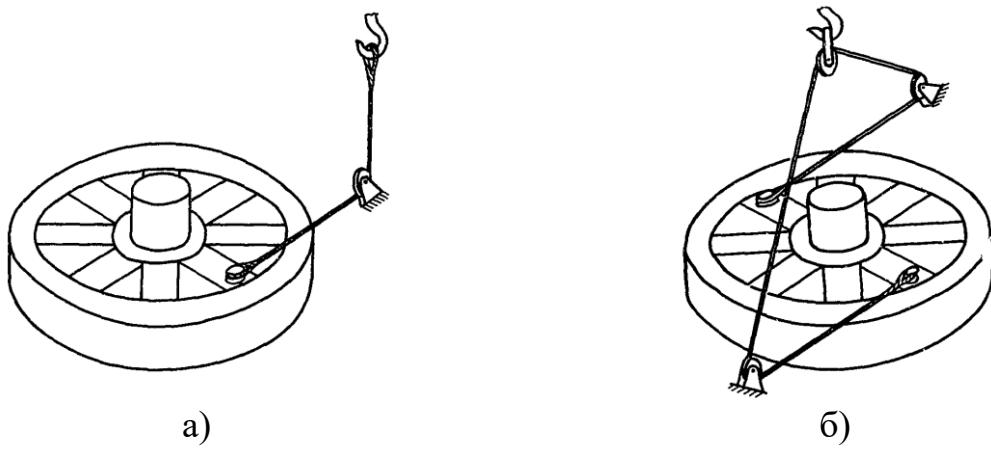
Главное условие операции: ротор при проворачивании не должен задевать о неподвижные части агрегата, иначе результаты замеров окажутся неудовлетворительными.

Основным способом поворота роторов крупных гидроагрегатов является «крановый» способ с помощью троса. Для небольших гидроагрегатов трос может быть навит на специальный сварной барабан, прикрепленный к верхнему торцу генераторного вала.

Роторы средних агрегатов можно поворачивать ручными или моторными лебедками, зацепляя трос за спицы ротора. Поворот роторов малых гидроагрегатов производят вручную. Иногда применяется электрический способ поворачивания ротора.

Способы поворота ротора гидроагрегата краном:

- несимметричный (рисунок 10.1, а);
- симметричный (рисунок 10.1, б).



a)

б)

а) несимметричный; б) симметричный

Рисунок 10.1 – Способы поворота ротора гидроагрегата краном

Перед поворотом ротора разбираются все направляющие подшипники агрегата, кроме одного, наиболее близко расположенного к под пятнику. В подшипнике между сегментами и валом устанавливаются минимальные зазоры для уменьшения боковых перемещений ротора при его поворотах.

Подготавливается к применению: такелаж для поворота ротора краном; смазка в размере 8 кг; бесконтактные приборы дистанционного измерения биения или индикаторы со штативами.

Приборы и индикаторы устанавливаются по одному на каждое фланцевое соединение валов, шейку турбинного вала, зеркальный диск под пятника (для агрегатов с под пятниками на гидравлической опоре), на каждую шейку генераторного вала и на надставку вала.

Для смазки сегментов баббитового направляющего подшипника и под пятника применяют:

- для легких роторов – свиное несоленое топленое сало;
- для тяжелых роторов – бараний и говяжий жир, смесь свиного топленого сала с хорошо просеянным серебристым графитом.

При температуре воздуха в машинном зале выше 20 °С в животный жир вводится порошок дисульфида молибдена. Для смазки ЭМП-сегментов под пятника используется турбинное масло.

Полное биение зеркальной поверхности диска не должно превышать 0,08 мм для однорядных, 0,12 мм – для двухрядных и гидравлических под пятников. Допускаемые биения валов приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Допуски на биение вала гидроагрегата при проверке поворотом ротора на  $360^\circ$

Характер биения вала	Место замера	Допускаемое биение вала при частоте вращения гидроагрегата			
		до 100 об/мин	до 250 об/мин	до 375 об/мин	до 500 об/мин
Относительное биение вала гидротурбины, мм/м	Шейка вала у турбинного подшипника	0,05	0,05	0,04	0,03
Относительное биение вала гидрогенератора,	Фланец вала генератора	0,03	0,03	0,02	0,015

Во всех случаях, независимо от допускаемого относительного биения вала, величина абсолютного биения вала у турбинного подшипника при проверке поворотом ротора не должна превышать 0,4 мм для гидроагрегатов с частотой вращения до 250 об/мин и 0,3 мм для гидроагрегатов с частотой вращения более 250 об/мин.

Если хотя бы одна из указанных величин выходит за пределы допустимого, то строится график состояния линии валов в четырех диаметральных плоскостях. График строится в двух масштабах: длина вала  $l$  – в уменьшенном, смещение вала от оси вращения  $\delta/2$  – в увеличенном. У осевых линий вала сверху ставится наименование плоскости; положение цифр наименования плоскости относительно оси позволяет ориентировать на графике направление бьющей точки.

Продолжив геометрические линии вала генератора за фланцевые соединения, по масштабу снимают расхождение «К» осевых линий валов на определенной длине вала (для гидроагрегатов с промежуточным валом). Наибольшая величина  $K_{\max}$  из всех плоскостей является расчетной для исправления излома в данном фланцевом соединении и указывает плоскость направления излома. Пример построения графика состояния линии вала представлен на рисунке 10.2.

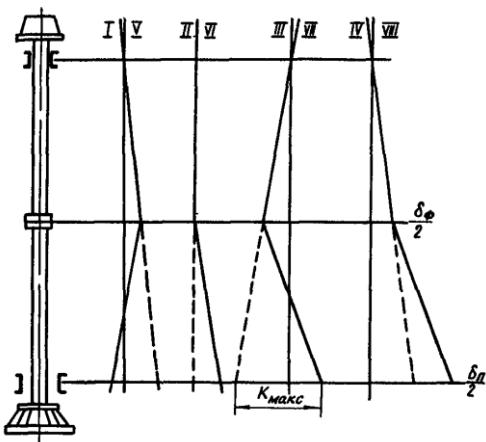


Рисунок 10.2 – Пример построения графика состояния линии вала

Для ГА с подпятником на гидравлической опоре используется дополнительный прибор, регистрирующий торцевое биение зеркального диска. Прибор устанавливается между гофрами в одной вертикальной плоскости со всеми остальными приборами на расстоянии около 50 мм от наружного края диска.

Влияние смещенной части веса гидроагрегата из-за неперпендикулярности и излома воспринимается дополнительным прибором как появление биения зеркального диска. Часть биения диска проявляется, как и для жестких подпятников, в виде радиального биения генераторного вала во фланце; остальная часть сглаживается гидравлическими опорами, это и регистрируется установленным к диску «торцовым» прибором (индикатором).

Полное торцевое биение зеркального диска для подпятников на гидравлической опоре вычисляется по формуле:

$$\delta_{\text{п}} = \left( \frac{\delta_d}{D} + \left| \frac{\delta_\phi}{2 \cdot l_\phi} \right| \right) \cdot D_d, \quad (10.1)$$

где  $\delta_d$  – биение зеркальной поверхности диска подпятника;

$D$  – диаметр расположения на зеркальной поверхности диска подпятника прибора, регистрирующего биение;

$\delta_\phi$  – радиальное биение фланца вала;

$l_\phi$  – расстояние между генераторным подшипником и фланцевым соединением;

$D_d$  – диаметр диска подпятника.

После поворота ротора на  $360^\circ$  показания приборов могут не совпадать. Это связано с перераспределением соотношения радиальных биений фланца вала и торцевых биений зеркального диска после первого протяжения краном. Поэтому при подсчетах биений пользуются данными по точке I в самом конце поворота.

## 10.2 Проверка уклона валов

Для проверки используются микрометрические брусковые или рамные уровни с базой 200 или 250 мм и ценой деления не более 0,02 мм.

При проверке по нерабочей поверхности вала на генераторном валу (над фланцевым соединением) закрепляются три хомута с расстоянием 350 мм по высоте друг от друга. При едином вале хомуты крепятся над турбинным подшипником.

Схема крепления с угольником необходима для брускового уровня. Рамный уровень возможно крепить при помощи хомутов непосредственно к валу. При проверке по хорошо обработанной поверхности (шейке вала) достаточен один хомут.

Схема закрепления хомутов представлена на рисунке 10.3.

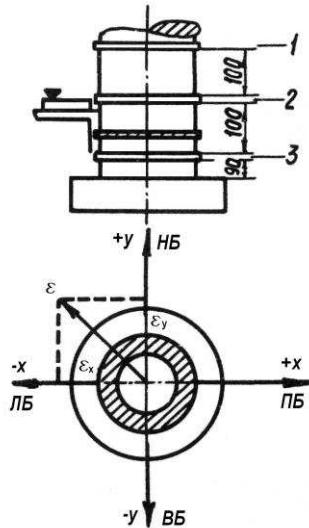


Рисунок 10.3 – Схема закрепления хомутов при проверке уклона с помощью микрометрического уровня

Для фиксации мест установки угольника с уровнем на вал в зоне обозначенных сечений наносятся четыре вертикальные линии, соответствующие направлениям осей: +x (правый берег); -x (левый берег); +y (ВБ); -y (НБ).

Угольник устанавливается поочередно на каждый хомут в места его пересечения с обозначенными вертикальными линиями, каждый раз притягивается к валу стяжным тросиком.

В каждом из фиксируемых положений на горизонтальную полку угольника устанавливается уровень, карандашом очерчивается его положение и измеряется уклон.

Уровень разворачивают на  $180^\circ$ , оставляют его на очередной площадке, и повторяют измерение.

Показания записываются в делениях прибора с проставлением над цифрой стрелки, указывающей направление ухода пузырька (направление ухода вала). Знак «плюс» перед цифрой ставится при ориентации стрелки по положительному оси «минус» в противном случае.

Всего должно быть произведено 24 измерения (8 измерений - при проверке по шейке вала), результаты вносятся в формуляр. Если результаты измерений в одном из сечений резко отличаются по значению и знаку от двух других сечений, производится повторный замер в каком-либо новом сечении.

Производится расчет уклона. Усреднение результата измерений 0 и  $180^\circ$  производится алгебраическим сложением показаний и делением суммы пополам. У среднего значения ставится знак большего по абсолютному значению показания.

Аналогичным образом рассчитывается усреднение показаний между положительными и отрицательными осями при получении осевых составляющих уклона  $\varepsilon_x$  и  $\varepsilon_y$ .

При проверке по нерабочим поверхностям производится усреднение по сечениям 1, 2, 3.

Результирующая величина уклона переводится из делений шкалы в миллиметры на метр (одно деление - 0,1 мм/м).

### **10.2.1 Проверка линии вала методом четырех струн**

Метод применяется для определения уклона линии вала и излома линии вала во фланцевых соединениях.

Проверка уклона валов производится непосредственно вслед за проверкой общей линии валов после устранения неперпендикулярности зеркального диска под пятника и излома валов во фланцах.

Разбираются подшипники генератора и турбины. Ротор покоятся на сегментах под пятника. Вдоль вала опускаются четыре струны в двух взаимно перпендикулярных плоскостях.

Для струн применяют стальную калиброванную проволоку. Для придания струнам вертикального положения к ним подвешиваются грузы. В качестве груза используются гири (стальные цилиндры). К верху гири закручивается рым, его конец электроизолирован. Чтобы у струн быстрее гасились колебания от касаний и вибраций из-за работы соседнего ГА, грузы помещают в ведра с маслом.

Все четыре струны подвешиваются на одинаковых расстояниях от вала, чтобы в процессе замеров в одной горизонтальной плоскости не изменять величину набора микрометрического штихмаса и не вносить погрешности в измерения.

В верхнем фланце вала установлены болты спаривания. В болты закручивается Г-образное крепление с электроизолированным концом, к которому и подвешиваются струны (рисунок 10.4 б).

Струны ориентируют по осям ЛБ (+x), ПБ(-x), ВБ (+y), НБ (-y) здания ГЭС.

Мерные сечения располагаются в двух местах: выше рубашки турбинного подшипника, ниже верхнего фланца вала турбины (на контрольном пояске). В выбранных плоскостях на вал устанавливаются бандажные кольца. Схема замеров представлена на рисунке 10.4.

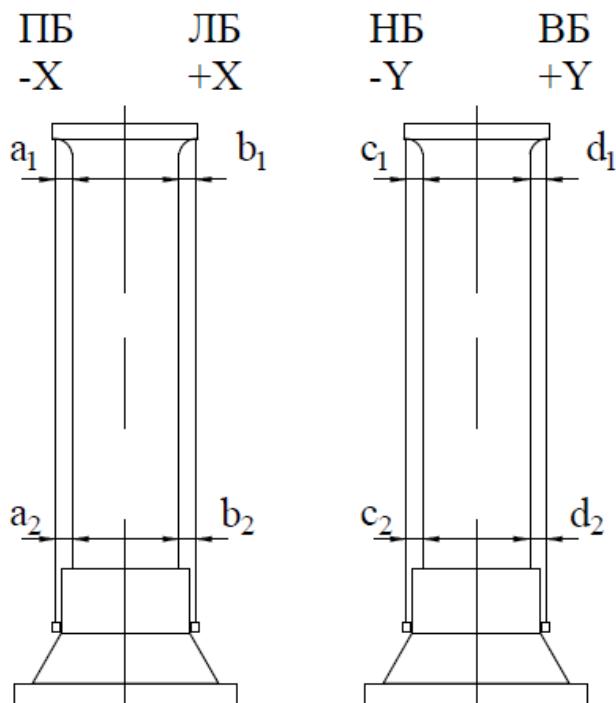


Рисунок 10.4 – Схема замеров при проверке уклона линии вала методом четырех струн

Замеры расстояний между валом и струнами производятся с помощью микрометрического штихмаса. Штихмас опирается на вал с помощью приспособления с линейной опорой, к которой приварен небольшой палец с внутренней резьбой по размеру резьбы штихмаса. В этот палец вворачивают штихмас. Приспособлением его опирают на вал, а микрометрическую головку подводят к струне.

Струны соединяются проводами. В цепь подключается амперметр с батарейкой напряжением 4,5 В. Амперметр регистрирует замыкание цепи в момент, когда штихмас касается струны. Точность замеров – 0,01 мм.

Показания записываются в ремонтную книгу.

В проверке участвуют три человека (двою проводят измерения, один руководитель осуществляют контроль).

Для проверки точности проведенных замеров пользуются условиями:

$$(a_1 + b_1) + (c_2 + d_2) = (c_1 + d_1) + (a_2 + b_2), \quad (10.2)$$

где  $a_1, b_1, c_1, d_1, a_2, b_2, c_2, d_2$  – замеры штихмасом от вала до струн в двух мерных сечениях.

Если это равенство соблюдается или разница между левой и правой частями не превышает 0,04 мм, результаты замеров считаются правильными; после этого приступают к дальнейшей их обработке. Если расхождение превышает 0,04 мм замеры повторяют, так как могли быть допущены ошибки. Одновременно проверяют отсутствие узлов, заломов, посторонних объектах на

струнах и касаний о конструкции агрегата.

Погрешность измерений не превышает 0,04 мм, измерения выполнены верно. Выполняется расчет величины уклона.

Уклон в плоскости X-X:

$$\delta_x = \frac{(a_2 - b_2) - (a_1 - b_1)}{2}, \quad (10.3)$$

Уклон в плоскости Y-Y:

$$\delta_y = \frac{(c_2 - d_2) - (c_1 - d_1)}{2}, \quad (10.4)$$

Направление отклонения конца вала в плоскости определяют по знаку, полученному при подсчете величин. Если получен знак минус  $\delta_x$ , то конец вала имеет отклонение в сторону правого берега, если у  $\delta_y$  получен знак минус, конец вала отклонен в сторону нижнего бьефа. Но уклон вала в общем случае расположен между осями x и y.

Абсолютный уклон:

$$\delta = \sqrt{\delta_x^2 + \delta_y^2}, \quad (10.5)$$

Относительный уклон:

$$\varepsilon = \delta/l, \quad (10.6)$$

где  $l$  – расстояние между плоскостями замеров.

Допустимый относительный уклон 0,02 мм/м. Полученное значение больше допустимого, поэтому проводятся мероприятия по устранению.

При наличии промежуточного вала отклонение линии вала турбины от вертикальной оси в нижнем сечении равно геометрической сумме отклонений от уклона и излома во фланцевом соединении основного и промежуточного валов. Замеры в двух мерных сечениях 1 и 2 определяют уклон оси промежуточного вала, замеры в нижнем сечении 4 дают возможность определить общий уклон вала и излом его геометрической оси во фланцевом соединении (рисунок 10.5). Замеры по сечению 3 в расчете не участвуют. Но они необходимы для сравнения с сечением 2 с целью выявления несоосности валов или ошибки в замерах.

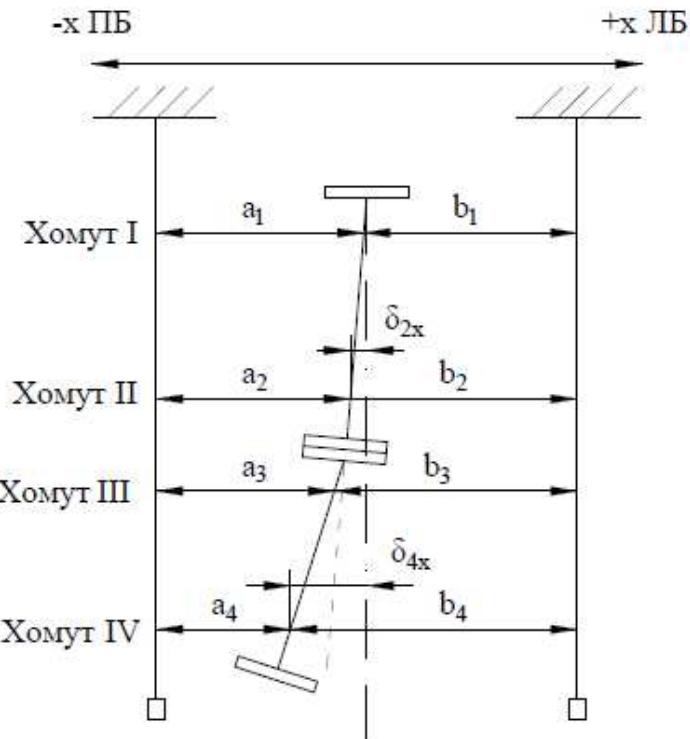


Рисунок 10.5 – Схема замеров при проверке линии вала ГА с промежуточным валом по струнам (по оси x)

Уклон оси вала в сечении 2 определяется аналогично формулам (3-6).

Величина излома в плоскости X:

$$k_x = \delta_{4x} - \delta_{2x} \frac{l_0}{l}, \quad (10.7)$$

где  $l_0$  – длина вала от плоскости сегментов подпятника до хомута II;

$l$  – длина вала от плоскости сегментов подпятника до хомута IV.

Величина излома в плоскости Y:

$$k_y = \delta_{4y} - \delta_{2y} \frac{l_0}{l}. \quad (10.8)$$

Абсолютная величина отклонения вала от излома:

$$k = \sqrt{k_x^2 + k_y^2}. \quad (10.9)$$

Вследствие возможного наложения погрешностей обработки торцевых поверхностей фланцев промежуточного и турбинных валов допускается излом геометрической оси вала:

$$k_{\text{доп}} \leq 0,04 \frac{l_t}{D_\phi}, \quad (10.10)$$

где  $l_t$  – длина вала от фланца до шейки турбинного вала;  
 $D_\phi$  – диаметр фланца вала.

### 10.3 Методы исправления линий вала ГА

#### 10.3.1 Устранение неперпендикулярности зеркального диска

Дефект устраняется шабрением опорной поверхности втулки подпятника или тыльной стороны диска.

Для гидрогенератора с гидравлической опорой подпятника максимальная толщина сшабриваемого клинового слоя  $h$  должна находиться со стороны положительного биения диска и рассчитывается по формуле:

$$h = \left( \frac{\delta_d}{D} + \left| \frac{\delta_\phi}{2 \cdot l_\phi} \right| \right) \cdot D_d. \quad (10.11)$$

Установка между втулкой и диском клиновой ступенчатой прокладки из отдельных листов фольги или бумаги запрещается.

Исправление неперпендикулярности зеркального диска подпятника к оси агрегата осуществляется шабровкой изоляционной прокладки, расположенной между втулкой ротора и диском. Максимальная толщина сшабриваемого клинового слоя находится со стороны положительного биения и рассчитывается по формуле:

$$x_{max} = \frac{D_d \cdot \delta}{2 \cdot l_t}, \quad (10.12)$$

где  $\delta$  – максимальное биение в зоне турбинного подшипника;

$D_d$  – диаметр зеркального диска подпятника,

$l_t$  – расстояние между индикатором, установленным на шейке турбинного вала и поверхностью зеркального диска.

Изоляционная прокладка зеркального диска размечается на несколько параллельных частей (секторов). Определяется длина дуги сектора, вдоль которого глубина шабровки одинакова.

$$x_i = \frac{x'_i \cdot D_d}{x_{max}}, \quad (10.13)$$

где  $x'$  – глубина шабровки.

$$\Delta H_i = R - (\Delta_d - x_i), \quad (10.14)$$

где  $R$  – радиус зеркального диска подпятника подпятника ,.

$$\sin \beta_i = \frac{\Delta H_i}{R}, \quad (10.15)$$

$$\alpha_i = 180^\circ - 2 \cdot \beta_i, \quad (10.16)$$

где  $\alpha_i$  – угол дуги сектора.

Длина дуги сектора шабровки:

$$l_{\text{дуги},i} = k \cdot \alpha_i \cdot R / 2, \quad (10.17)$$

где  $k$  – постоянный коэффициент,  $k = 0,017453$ .

Для остальных секторов расчеты проводятся аналогично. Результаты расчетов представлены в таблице.

Полученные значения длины дуги  $l_{\text{дуги},i}$  с помощью измерительной рулетки откладываются по окружности диска подпятника от центра шабровки и диаметрально противоположной ей точке.

На каждый сектор зеркального диска поочередно ставится поверочная плита размером 400 мм x 500 мм. Штихмасом измеряется расстояние в четырех точках по углам плиты между втулкой и плитой. К полученной величине прибавляется величина шабровки для данного сектора. Под плиту подкладывается наждачная бумага, применяемая зернистость зависит от величины сшабриваемого слоя. Двигая плиту, сшабривают необходимый слой изоляционной прокладки, затем убирают пыль и штихмасом измеряют расстояние между втулкой и поверочной плитой, которое должно быть равно указанному выше значению. При необходимости операцию повторяют.

### 10.3.2 Устранение излома линии валов во фланцах

Дефект устраняется шабрением торца одного из фланцев (как правило, нижнего). Максимальная высота сшабриваемого клинового слоя  $h$  располагается со стороны отрицательного отклонения шейки турбинного вала и рассчитывается по формуле:

$$h = \frac{\Delta_\phi \cdot K_{\max}}{l_t - l_\phi}, \quad (10.18)$$

где  $l_t$  – расстояние между генераторным и турбинным подшипниками;

$l_\phi$  – расстояние между генераторным подшипником и фланцевым соединением;

$D_\phi$  – диаметр фланца;

$K_{\max}$  – максимальный излом во фланцевом соединении.

Установка между фланцами валов клиновой ступенчатой прокладки для устранения излома запрещается.

Устранение влияния излома во фланцевом соединении валов внесением искусственной неперпендикулярности зеркального диска под пятника не допускается.

### 10.3.3 Устранение уклона линии валов

При значительной величине уклона линии вала гидроагрегата (более 0,3...0,5 мм на метр длины) для его исправления может потребоваться перемещение корпуса статора гидрогенератора. Решение о необходимости и возможности выполнения этих работ принимается техническим руководителем ГЭС и согласовывается с заводом-изготовителем гидрогенератора.

Место наибольшего подъема сегментов определяется по схеме, показанной на рисунке 6, которую строят в масштабе на миллиметровой бумаге. По осям  $x$  и  $y$  откладывают полученные значения отклонений вала, находят направление, куда отклоняется вал в действительности. На схему относительно осей наносится расположение сегментов. Из приведенной схемы (рис. 10.6) видно, что отклонение вала произошло в сторону сегмента № 8.

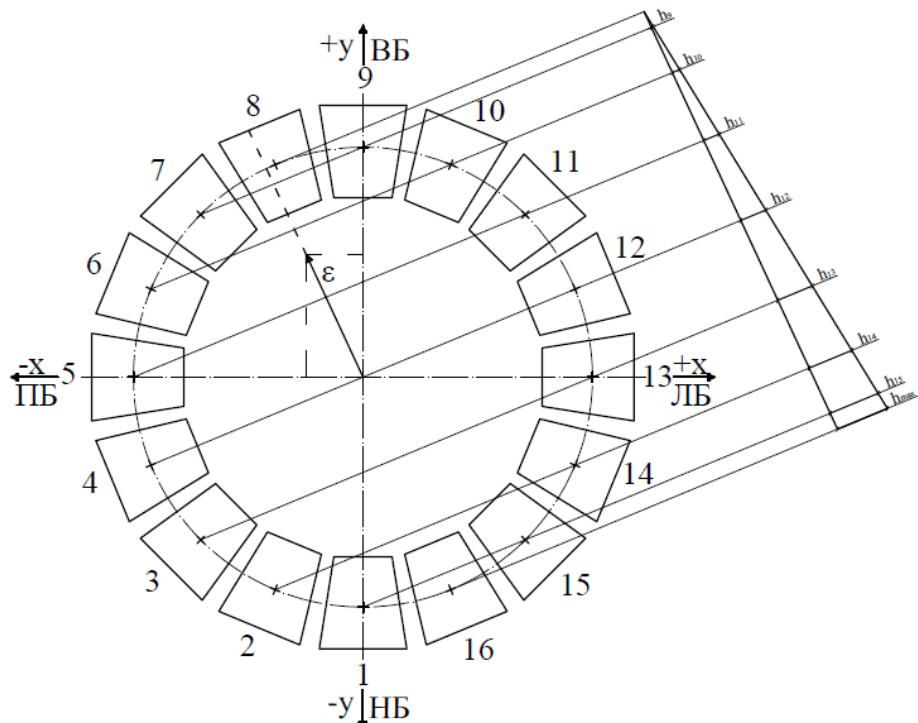


Рисунок 10.6 – Схема определения высоты подъема различных сегментов под пятника для устранения уклона линии вала

На проекции сегментов, перпендикулярной вектору уклона, строится треугольник высот подъема сегментов с максимальной высотой

$h_{max}$ , расположенной прямо противоположно вектору уклона.

Максимальная высота подъема сегментов находится по формуле:

$$h_{max} = \frac{\delta}{l} \cdot D_{окр.б.} \quad (10.19)$$

где  $D_{окр.б.}$  – диаметр окружности расположения регулировочных болтов сегментов под пятника, мм;

$\delta$  – абсолютный уклон линии вала, мм;

$l$  – длина вала между мерными сечениями, мм.

Для устранения уклона необходимо поднять сегмент № 16 или опустить сегмент № 8 на величину  $h_{max}$ . Остальные сегменты, кроме сегмента 16, поднимаются на меньшую величину, которую определяют по построенной схеме.

В данном случае уклон попадает на один сегмент - №8, поэтому сначала регулируется его высота, затем попарно регулируются следующие сегменты (7 и 9, 6 и 10, 5 и 11 и т.д). Если уклон попадает между двумя сегментами, то регулировка начинается с изменения высот двух сегментов.

Высота подъема сегментов определяется по углу поворота регулировочного болта. На каждом сегменте установлен прибор (градусник), показывающий угол поворота болта. Градус подъема или опускания сегмента рассчитывается умножением соответствующей величины подъема или опускания –  $h$ . Ключом закручивают или выкручивают регулировочные болты на расчетную величину. Кручение по часовой – опускание сегмента, против – поднятие.

Перед операцией по регулировке высоты сегментов ротор поднимают на тормозных домкратах.

Операция заканчивается регулировкой равномерности нагрузки на сегменты под пятника.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Чулымской ГЭС, с плотиной высотой 50,75 м на реке Чулым, являющейся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчётных расходов для основного обеспеченностью 0,1% и поверочного 0,01% обеспеченности случаев:  $Q_{0,1\%} = 3151,0 \text{ м}^3/\text{с.}$ ,  $Q_{0,01\%} = 3530,0 \text{ м}^3/\text{с.}$

В ходе водно-энергетических расчётов выбрана установленная мощность Чулымской ГЭС, а также определена зона её работы в годовых графиках нагрузки. Установленная мощность составила 195 МВт. Определён уровень мёртвого объёма, отметка которого составила 284,30 м. Полезный объём при отметке НПУ составляет  $3,76 \text{ км}^3$ . Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 1,04 млрд. кВт·ч.

На следующем этапе определено оптимальное число и тип гидроагрегатов гидроэлектростанции. Для этого построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 29,55 м;
- расчётный – 20,30 м;
- минимальный – 16,32 м.

Выбрана гидротурбина ПЛ 30а-В-630. По результатам расчётов оптимальным оказался вариант с 4 гидроагрегатами, диаметрами рабочих колёс 6,3 м.

Для выбранной поворотно – лопастной турбины с синхронной частотой вращения 93,8 об/мин подобран серийный гидрогенератор ВГС-850/110-64с номинальной активной мощностью 48 МВт.

Далее выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства на 9 присоединений (пять воздушных линий, четыре генераторных присоединения) ОРУ 110 кВ – с одной рабочей секционированной выключателем системой сборных шин. По справочным данным и каталогам выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ 80000/110-У1, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-2500/10,5/6.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Чулымской ГЭС спроектирована по русловой схеме.

В состав сооружений входят:

- водосливная бетонная плотина;
- левобережная глухая бетонная плотина;
- правобережная глухая бетонная плотина;
- глухая бетонная секция

На данном этапе расчётным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины головного узла:

- ширина подошвы 34,0 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 252,75 м;
- отметка гребная водослива – 285,5 м;
- число водосливных отверстий – 4;
- ширина водосливных отверстий – 9 м;
- отметка гребня плотины – 303,5 м.

В этом же разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном сочетании нагрузок. При расчёте плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Таким образом, плотина Чулымской ГЭС отвечает требованиям надёжности.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

Оценка эффективности капиталовложений в такое масштабное производство, как гидроэнергетика показывает, в лучшем случае:

- срок окупаемость – 6 лет, 10 месяца;
- себестоимость электроэнергии – 0,17руб./кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 67377,19 руб./кВт.

Из этого можно сделать вывод, что строительство Чулымской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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. Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Севера-Запада. [Электронный ресурс] // АО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: <http://so-ups.ru/>.
3. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. Ч. 1. Водно-энергетические расчёты режимов ГЭС / сост. Ю.А. Секретарёв, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 108с.
4. Орахелашвили, Б.М. Гидромашины: методические указания по курсовому проектированию / Б.М. Орахелашвили. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2011. – 28 с.
5. Ковалев, Н.Н. Проектирование гидротурбин: учеб. пособие / Н.Н. Ковалев. – Л.: Машиностроение, 1974. – 279 с.
6. Щавелев Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие – Л: Москва Энергоатомиздат 1988.
7. Бальзанников, М. И. Сооружения деривационной ГЭС (выбор основных параметров и их расчет) : учеб. пособие / М. И. Бальзанников, С. В. Евдокимов, А. А. Орлова. – Москва : Издательский дом МЭИ, 2007. – 64 с.
8. Васильев Ю.С., Претро Г.А. Проектирование зданий станции: учебное пособие – Ленинград 1991.
9. Бусырев А. И. Выбор основных параметров и основы проектирования вертикальных реактивных гидротурбин: учеб. пособие / А.И. Бусырев, В.А. Долгополов.- Л.: ЛПИ, 1988. – 96 с.
10. СТО 172302282.27.140.022-2008: Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. 30.07.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
11. Бабанов О.С. Турбины гидравлические вертикальные поворотно-лопастные осевые: отраслевой стандарт / ОСТ 108.023.105-84 – Введ. 01.07.1984 – Машиностроение, 1985 – 6 с.
12. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: ОАО «РусГидро», 2007 – 20 с.
13. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.

14. Каталог «Трансформаторы сухие ТСЛ ВН 6/10 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Энерго-Завод». – Режим доступа: <http://energo-zavod.com>.
15. Каталог «Трансформаторы силовые масляные -110 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Уралэлектротяжмаш». – Режим доступа: <http://www.uemt.ru>.
16. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
17. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ..- Введ. 01.01.2007. – Москва :Стандартинформ, 2007. – 59 с.
18. Каталог «Высоковольтная аппаратура» [Электронный ресурс] // ООО «ЭнергоСпецКомплект». – Режим доступа: <http://www.energospec.ru>.
19. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
20. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций. – Введ. 28.09.2017 – Москва ПАО «ФСК ЕЭС»,2017 – 19 с.
21. Национальный стандарт РФ. ГОСТ Р 56302-2014 Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики – Москва: Стандартинформ, 2015 г.
22. Национальный стандарт РФ. ГОСТ Р 56303-2014 Оперативно-диспетчерское управление нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики – Москва: Стандартинформ, 2015 г.
23. Национальный стандарт РФ. ГОСТ Р 57114-2016 Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения – Москва: Стандартинформ, 2016 г.
24. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
25. Чернобровов Н. В. Ч-49 Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд.5-е, перераб. и доп. М., «Энергия», 1974. 680 с. С ил.
26. Каталог «РЗА станционного оборудования» [Электронный ресурс] //ООО НПП «ЭКРА». – Режим доступа: <https://www.ekra.ru>.
27. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82. – М.: Минрегион России, 2012.
28. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. -М.: Энергия, 1974. - 312 с.
29. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.02.02 – 85. – М.: Минрегион России, 2012.

30. СП 39.13330.2012 «Плотины из грунтовых материалов». Актуализированная редакция СНиП 2.06.05 – 84. – М.: Минрегион России, 2012.
31. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003 (с Изменением N 1) – М.: ОАО ЦПП.
32. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
33. Гидротехнические сооружения. Часть 2: учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва: Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.
34. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы / сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. –64 с.
35. СТО РусГидро 06.01.99-2013 Гидроэлектростанции. Методические указания по учету стока воды. – Введ. 28.04.2014 – Москва – 97с.
36. Технические правила. Механическое оборудование и специальные стальные конструкции гидротехнических сооружений. Изготовление. Монтаж и приемка. [Электронный ресурс] // ОАО «Трест Гидромонтаж». – Режим доступа: <http://en-doc.ru/rd-153-34-2-31-401-2002>.

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**  
**Водно-энергетические расчеты**

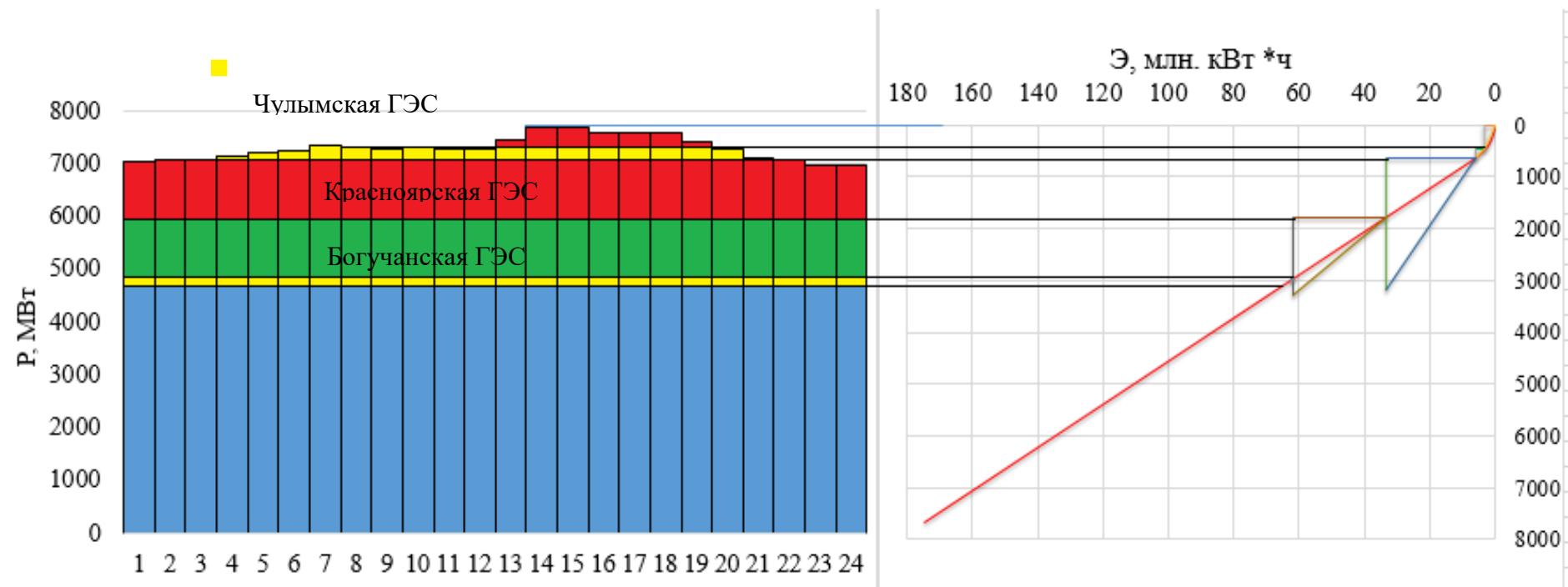


Рисунок А.1 – Суточный график нагрузки и ИКН за январь с нанесением режима работы, проектируемой Чулымской ГЭС

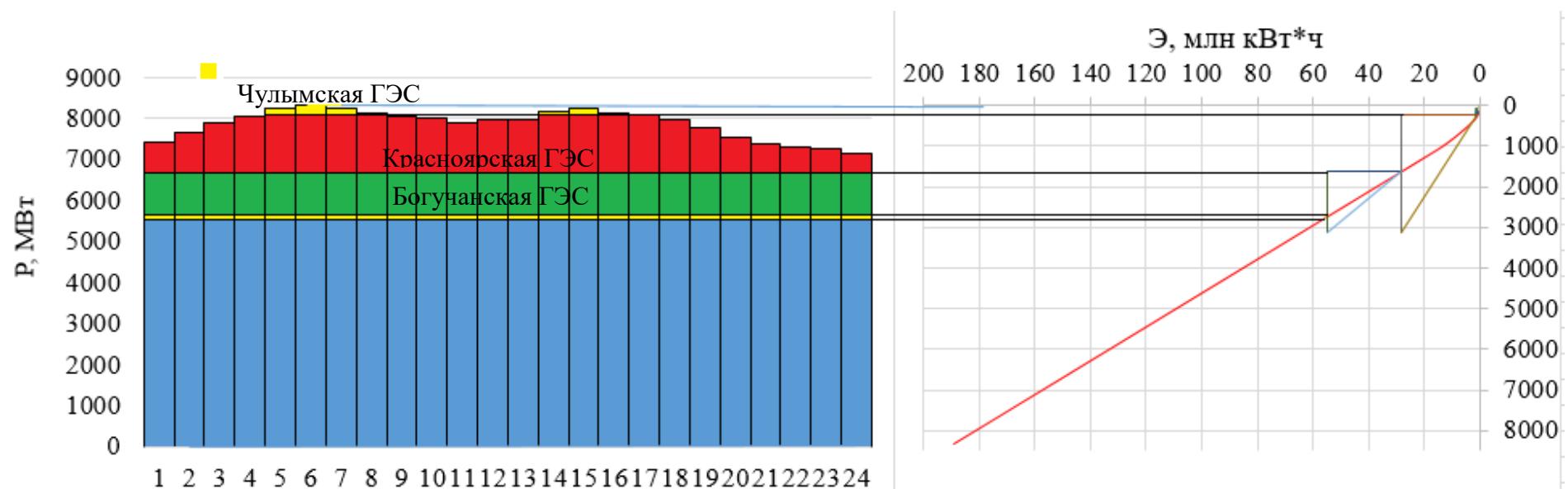
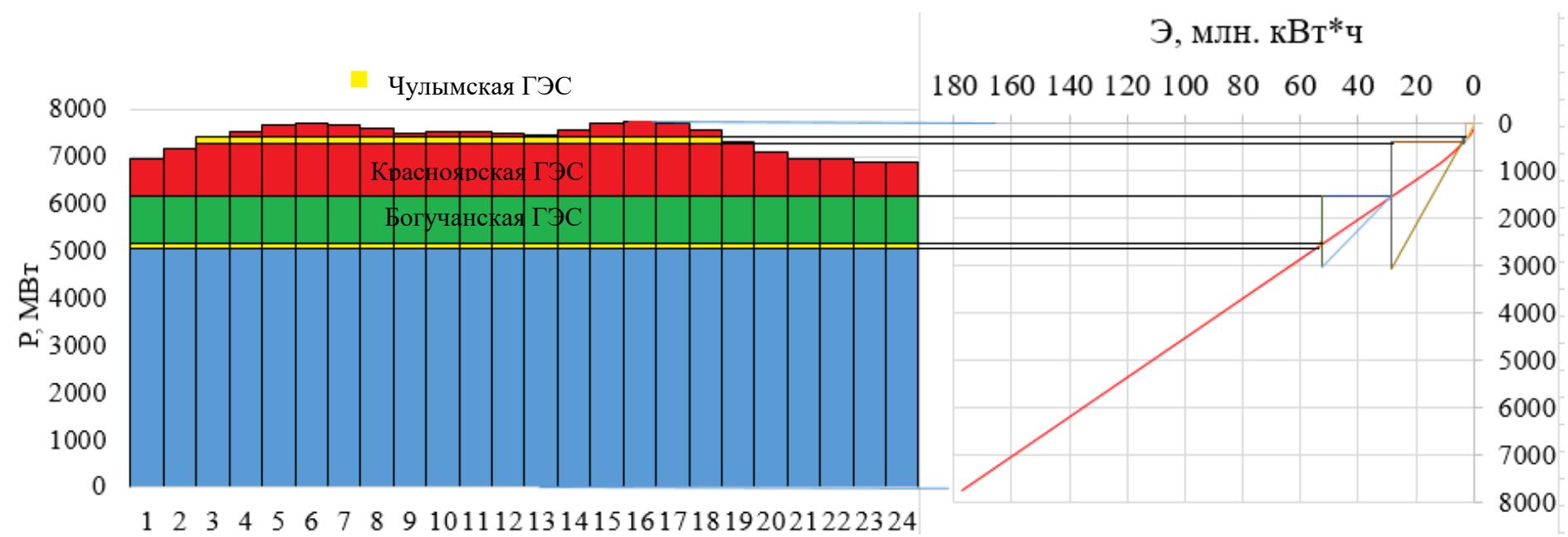


Рисунок А.2 – Суточный график нагрузки и ИКН за февраль с нанесением режима работы, проектируемой Чулымской ГЭС



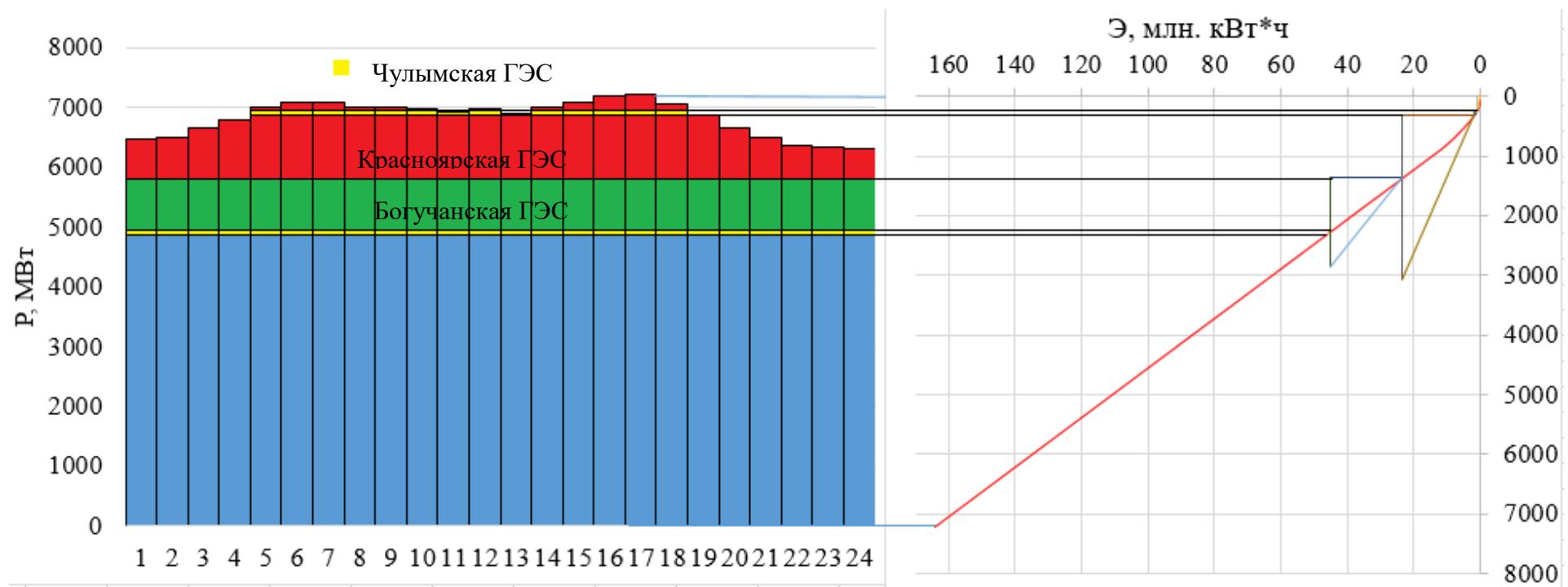


Рисунок А.4 – Суточный график нагрузки и ИКН за апрель с нанесением режима работы, проектируемой Чулымской ГЭС

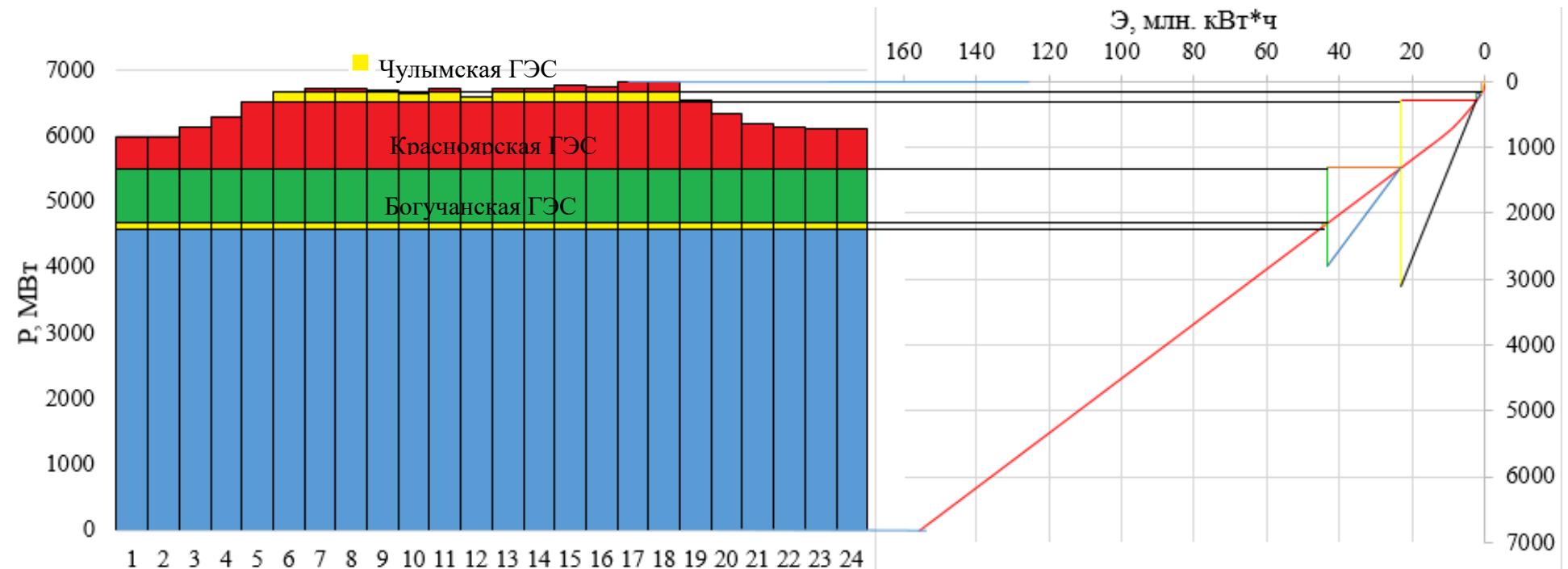
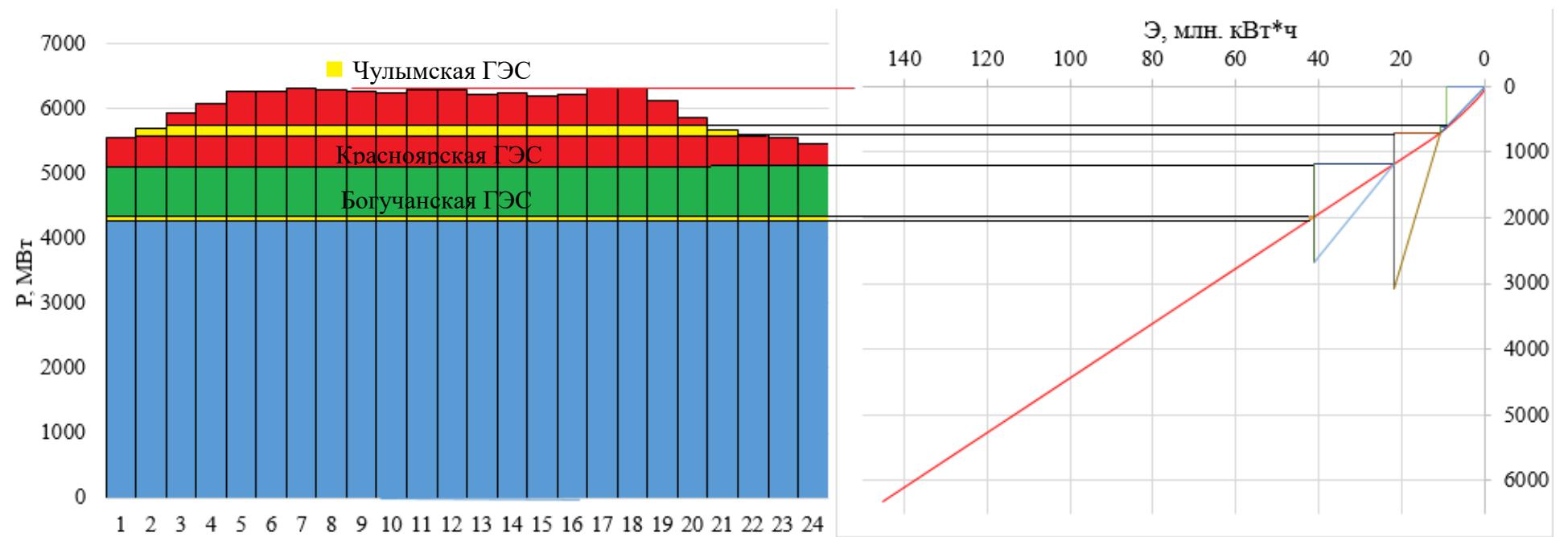


Рисунок А.5 – Суточный график нагрузки и ИКН за май с нанесением режима работы, проектируемой Чулымской ГЭС



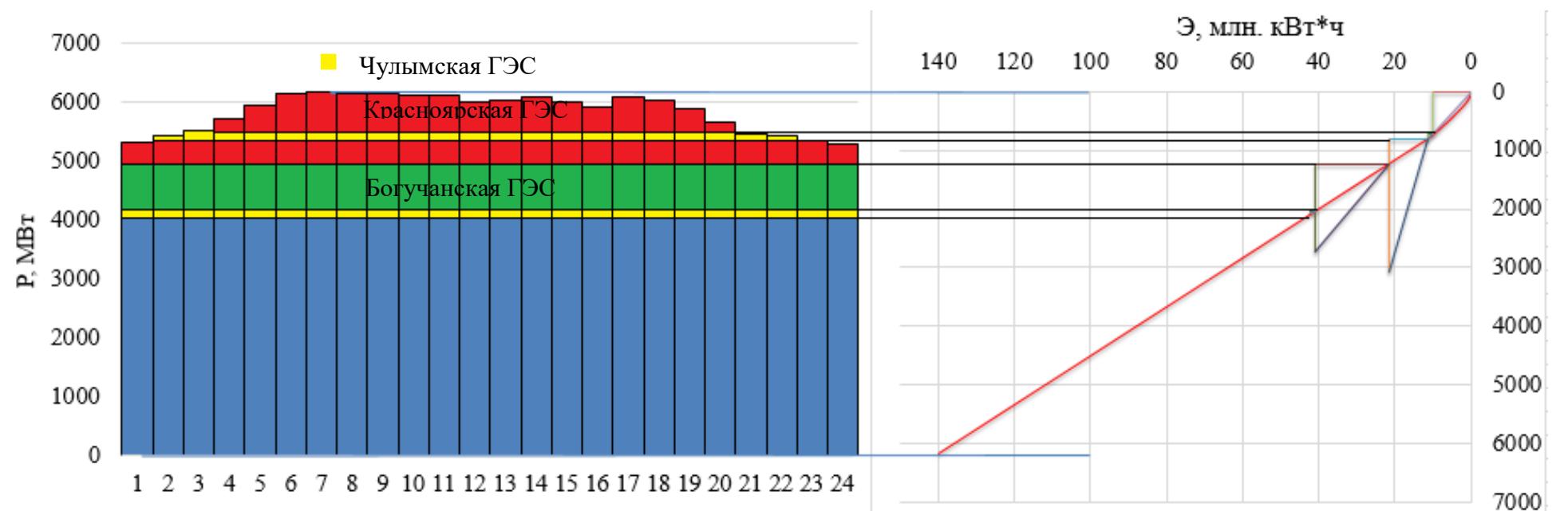


Рисунок А.7 – Суточный график нагрузки и ИКН за июль с нанесением режима работы, проектируемой Чулымской ГЭС

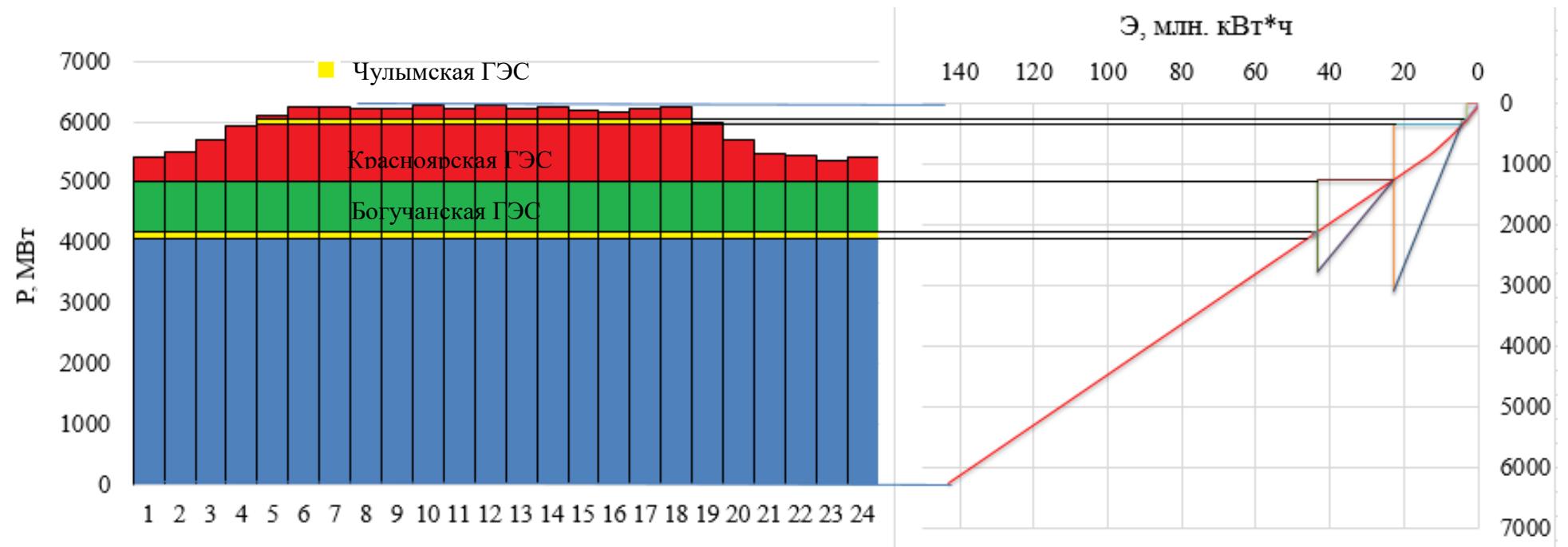


Рисунок А.8 – Суточный график нагрузки и ИКН за август с нанесением режима работы, проектируемой Чулымской ГЭС

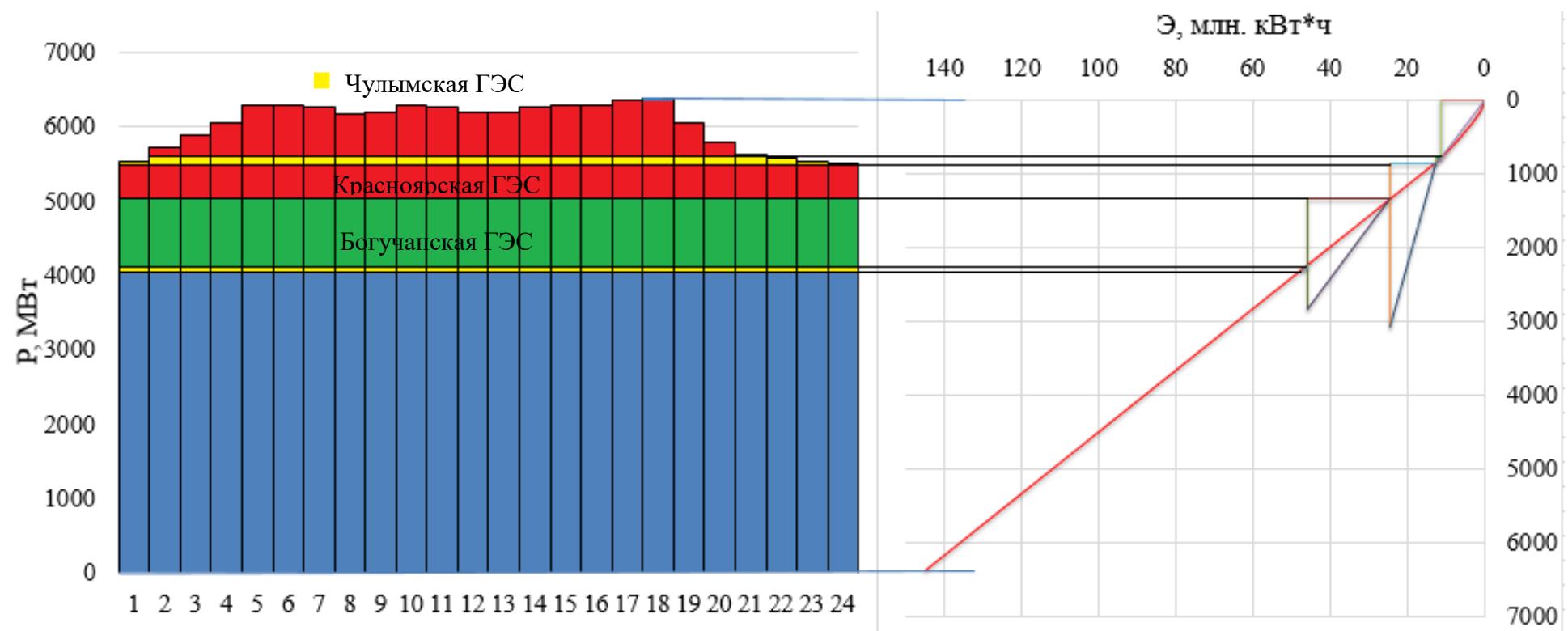


Рисунок А.9 – Суточный график нагрузки и ИКН за сентябрь с нанесением режима работы, проектируемой Чулымской ГЭС

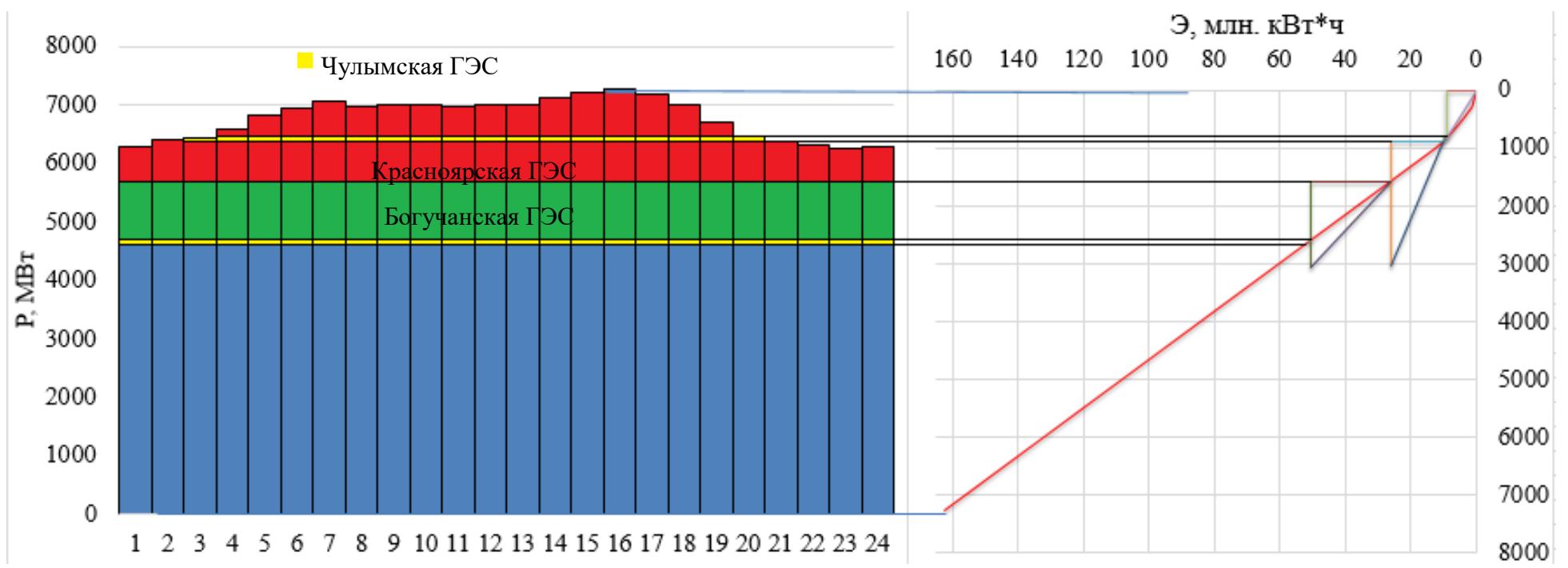


Рисунок А.10 – Суточный график нагрузки и ИКН за октябрь с нанесением режима работы, проектируемой Чулымской ГЭС

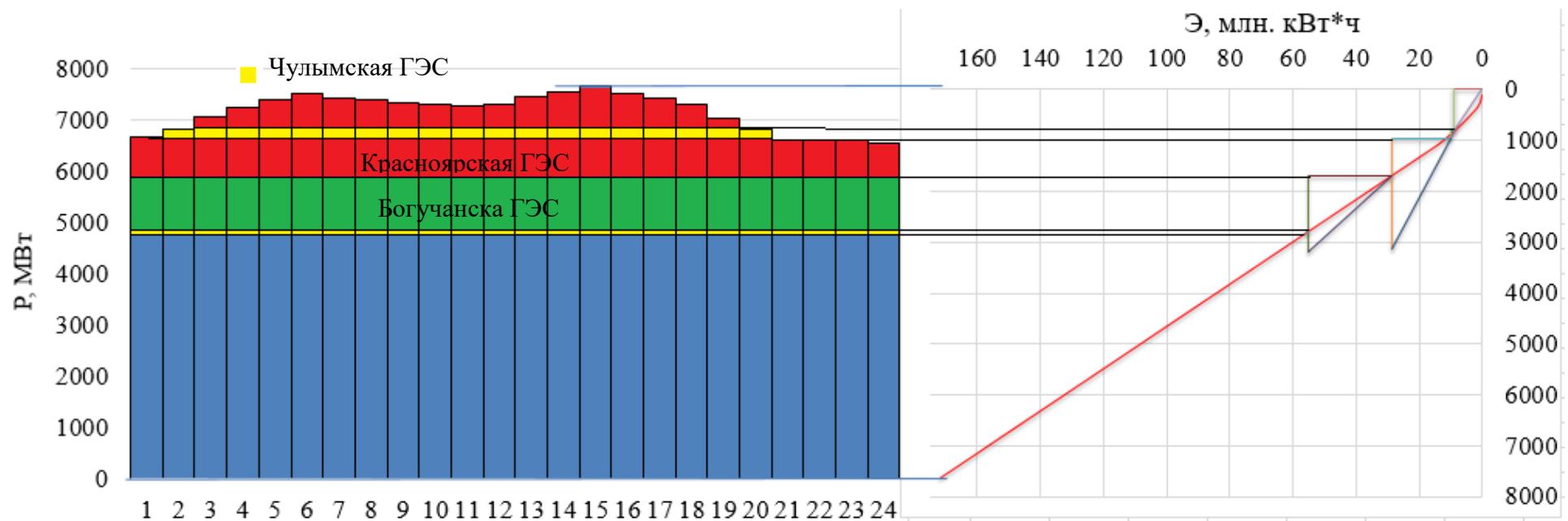


Рисунок А.11 – Суточный график нагрузки и ИКН за ноябрь с нанесением режима работы, проектируемой Чулымской ГЭС

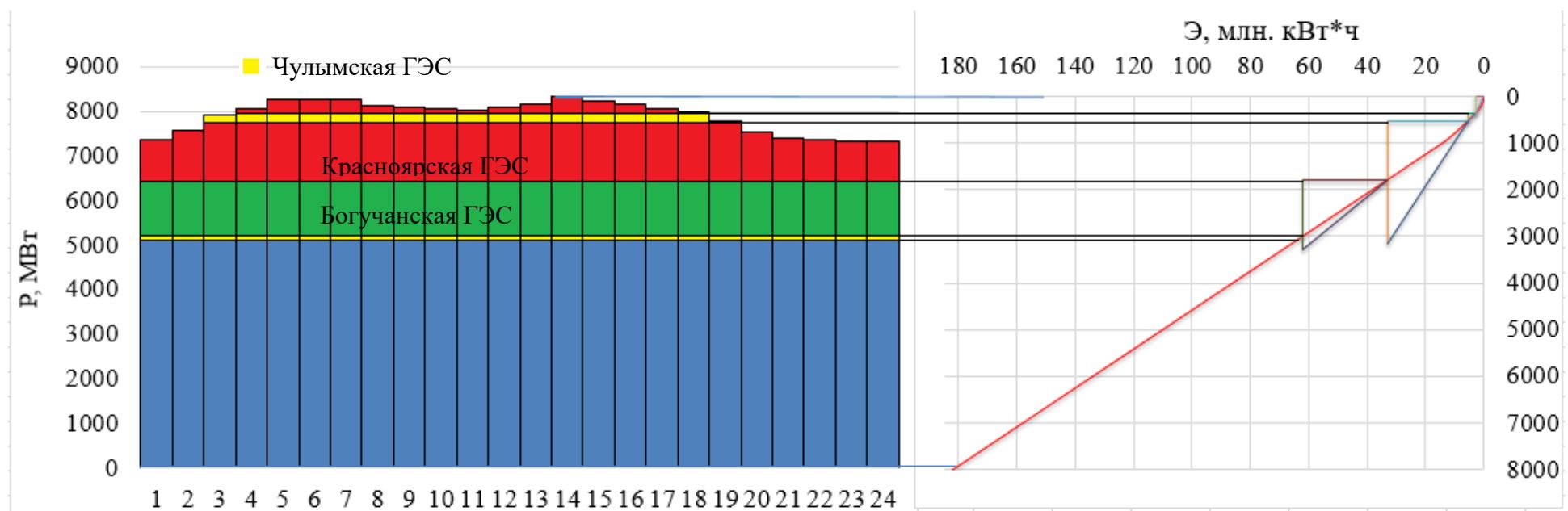


Рисунок А.12 – Суточный график нагрузки и ИКН за декабрь с нанесением режима работы, проектируемой Чулымской ГЭС

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Параметры и характеристика гидротурбины

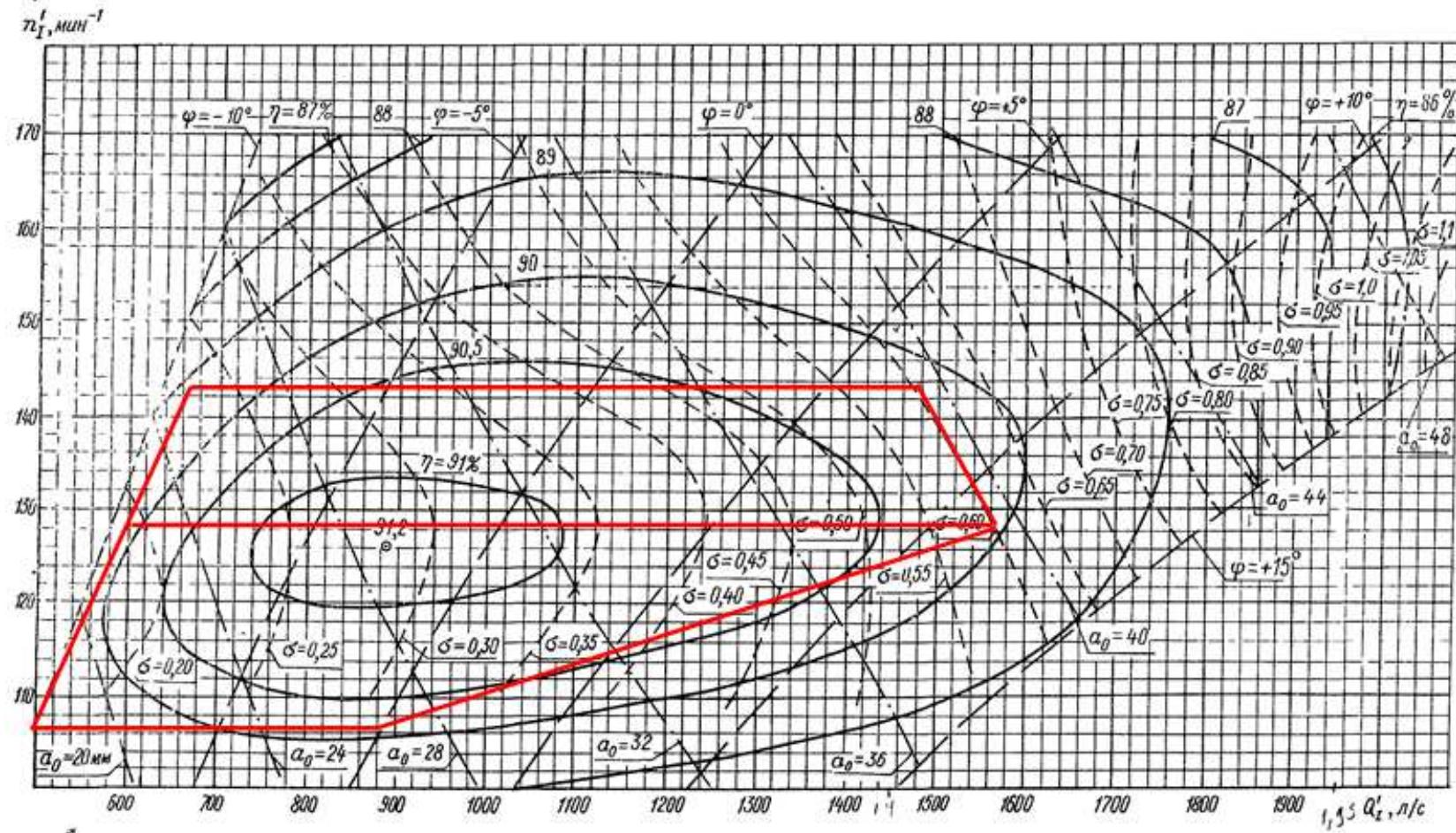


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика ПЛ30а – В – 630

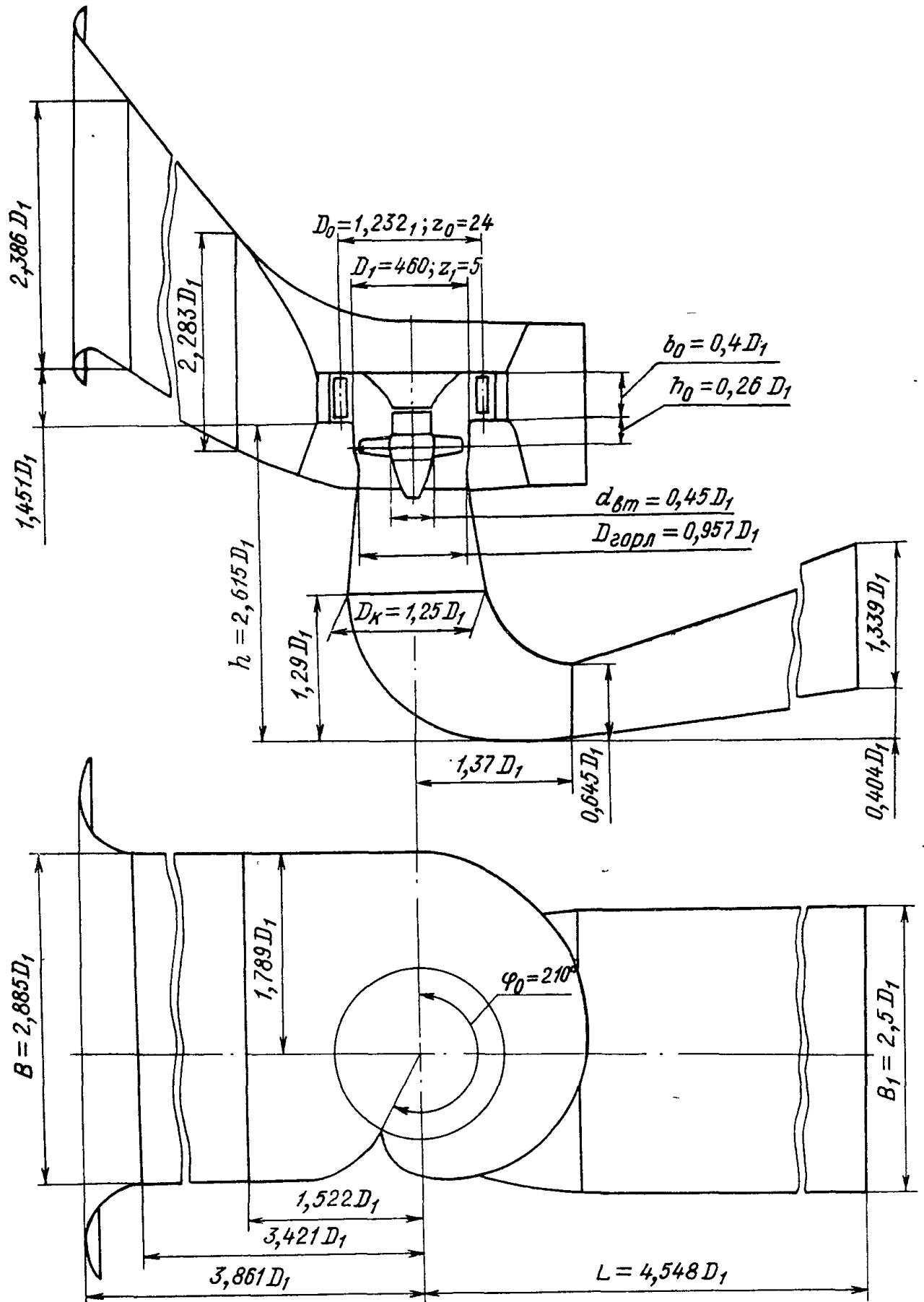
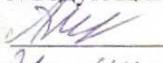


Рисунок Б.2 – Проточная часть гидротурбины ПЛ30а – В – 630

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, энергетических систем и  
электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 А.А. Ачитаев  
«21» июня 2021 г.

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

### ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЧУЛЫМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ЧУЛЫМ. МЕТОДЫ ПРОВЕРКИ И ИСПРАВЛЕНИЯ ЛИНИЙ ВАЛА ГА.

Руководитель бездолжной кафедрой 18.06.21 В.С. Архипенко  
подпись, дата должность инициалы, фамилия

Выпускник Иониди 18.06.21. П.И. Иониди  
подпись, дата инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2021