

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Хемчинской ГЭС на реке Хемчик. Современные НКУ-0,4кВ. Состав, назначение. Принцип действия защит».

Консультанты
по разделам:

Консультант руководителя БР

подпись, дата

инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Хемчинской ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	9
1 Общие сведения.....	10
1.1 Природные условия.....	10
1.1.1 Климат района	10
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Сейсмологические условия	13
1.2 Энергоэкономическая характеристика региона.....	13
1.3 Аналог проектируемого гидроузла	14
2 Водно-энергетические расчеты	15
2.1 Регулирование стока воды	15
2.1.1 Исходные данные	15
2.1.2 Построение эмпирических кривых обеспеченности	15
2.1.3 Выбор расчетных гидрографов.....	17
2.1.4 Определение типа регулирования	19
2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов	20
2.2.1 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса	20
2.3 Определение установленной мощности.....	21
2.3.1 Водно-энергетические расчеты	21
2.3.2 Определение установленной мощности ГЭС	24
2.3.3 Определение среднесуточной выработки	24
2.4 Баланс мощности.....	24
2.5 Баланс энергии.....	26
3 Основное и вспомогательное оборудование.....	27
3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов.....	27
3.1.1 Построение режимного поля	27
3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	29
3.1.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины	32
3.2 Выбор основного и вспомогательного оборудования	35
3.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора	35
3.2.2 Расчет на прочность вала гидроагрегата и подшипника гидротурбины	36
3.2.3 Выбор типа маслонапорной установки	37
3.2.4 Выбор электрогидравлического регулятора	37
3.3 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры.....	37
4 Электрическая часть.....	41
4.1 Исходные данные	41
4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС.....	41
4.3 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС	41
4.3.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком .	41

4.3.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с комбинированными блоками	43
4.3.3	Выбор трансформаторов собственных нужд	45
4.4	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	45
4.5	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета	47
4.6	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	48
4.7	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного комплекса «RastrWin».....	49
4.7.1	Расчет исходных данных.....	49
4.7.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчетов токов короткого замыкания на сборных шинах и на генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»	50
4.8	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима	52
4.9	Выбор и проверка электрооборудования	52
4.9.1	Выбор генераторных выключателей и разъединителей.....	52
4.9.2	Выбор трансформаторов тока и напряжения.....	53
4.9.3	Выбор генераторного анализатора и синхронизатора.....	53
4.9.4	Выбор электрооборудования на напряжение класса 220 кВ.....	54
4.10	Выбор вспомогательного электрооборудования	54
5	Релейная защита и автоматика	55
5.1	Технические данные защищаемого оборудования	55
5.2	Перечень защит основного оборудования	55
5.3	Расчет номинальных токов	57
5.4	Описание защит и выбор уставок.....	57
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора.....	57
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ($U_N(U_0)$).....	60
5.4.3	Защита от повышения напряжения ($U_{1>}$), ($U_{2>}$).....	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)	65
5.4.6	Дистанционная защита генератора ($Z_1 <$), ($Z_2 <$).....	67
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	71
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит	72
6	Компановка и сооружения гидроузла	74
6.1	Определение класса сооружений	74
6.2	Проектирование сооружений напорного фронта	74
6.2.1	Определение отметки гребня плотины	74
6.2.2	Определение ширины водосливного фронта.....	76
6.2.3	Определение отметки гребня водослива	78
6.2.4	Пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае	79
6.2.5	Построение профиля водосливной грани.....	80

6.2.6 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	81
6.2.7 Расчет энергогасящего сооружения	82
6.2.8 Расчет водобоя.....	84
6.3 Конструирование плотины	85
6.3.1 Определение ширины подошвы плотины.....	85
6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами	87
6.3.3 Устои.....	87
6.3.4 Галереи в теле бетонной плотины	87
6.3.5 Элементы подземного контура плотины.....	88
6.4 Конструктивные элементы нижнего бьефа	88
6.5 Определение основных нагрузок на плотину	89
6.5.1 Вес сооружения и затворов.....	89
6.5.2 Сила гидростатического давления воды	90
6.5.3 Расчет волнового давления	90
6.5.4 Фильтрационное и взвешивающее давление	91
6.6 Оценка прочности плотины	91
6.6.1 Определение напряжений	91
6.6.2 Критерий прочности плотины	94
6.6.3 Расчет устойчивости плотины	95
7 Охрана труда. Пожарная безопасность	96
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений	96
7.2 Пожарная безопасность	96
7.3 Охрана труда.....	98
8 Охрана окружающей среды	100
8.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	100
8.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в зоне влияния ГЭС.....	100
8.3 Охрана атмосферного воздуха.....	101
8.4 Отходы, образующиеся при строительстве	102
8.5 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	102
8.6 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства	103
9 Техничко-экономические показатели	104
9.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации	104
9.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии	104
9.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии	104
9.1.3 Налоговые расходы в первые годы эксплуатации.....	106
9.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	107
9.3 Оценка инвестиционного проекта.....	108
9.3.1 Методология и исходные данные.....	108
9.3.2 Коммерческая эффективность	109
9.3.3 Бюджетная эффективность	109
9.4 Анализ чувствительности	110

10 Современные НКУ-0,4 кВ. Состав, назначение. Принцип действия защит	112
10.1 Современные НКУ	112
10.2 Назначение НКУ и его состав.....	113
10.2.1 Назначение НКУ.....	113
10.2.2 Конструкция шкафов НКУ	113
10.2.3 Состав НКУ.....	114
10.3 Система АВР.....	117
10.4 Основные защиты НКУ-0,4 кВ и их принцип действия.....	120
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	122
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	124
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Водно-энергетические расчеты	126
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Основное и вспомогательное оборудование	137
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Техничко-экономическое обоснование	138

Сокращенный паспорт Хемчинской ГЭС

1. Наименование реки: Хемчик.
2. Местонахождение ГЭС: Республика Тыва.
3. Тип проектируемой установки: ГЭС.
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 483 м³/с;
 - б) всех турбин 678 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью 0,5%, 5040 м³/с;
 - г) максимальный с обеспеченностью 3%, 3584 м³/с;
 - д) минимальный 120 м³/с.
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока: суточный;
 - б) отметки: НПУ 554 м; УМО 552,25 м; ФПУ 556 м;
 - в) объемы: полный 0,0975 км³; полезный 0,01 км³.
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 27,83 м; б) расчетный 24,83 м; в) минимальный 23,99 м.
7. Энергетические характеристики:
 - а) установленная мощность: 147 МВт;
 - б) выработка среднемноголетняя: 0,7 млрд. кВт·ч;
 - в) число часов использования установленной мощности: 4762 час.
8. Здание ГЭС:
 - а) тип здания: руслевой;
 - б) число агрегатов: 3;
 - в) грунт в основании: скальный (гранит);
 - г) тип спиральной камеры: бетонная трапецеидального сечения;
 - д) тип отсасывающей трубы: изогнутая;
 - е) расстояние между осями агрегатов 23 м.
9. Основное оборудование:
 - а) тип турбины ПЛ30а-В-560, диаметр 5,6 м;
 - б) тип генератора СВ-840/150-52;
 - в) полная мощность генератора 62,5 МВА;
 - г) активная мощность генератора 50 МВт;
 - д) частота вращения 115,4 об/мин;
 - е) тип трансформаторов ТДЦ 80000/220-У1.
10. Водобросные сооружения:
 - а) тип гашения: водобойный колодец;
 - б) число и размеры пролетов 6 по 18 м;
 - в) общая длина 124,5 м;
 - г) максимальная высота 32,6 м;
 - д) стационарная часть: общая длина 69 м; максимальная высота 32,6 м
 - е) тип рабочего затвора: плоский.
11. Плотина (общая длина/максимальная высота):
 - а) левобережная грунтовая плотина 358,5 м/32,6 м

б) правобережная глухая бетонная плотина 144 м/32,6 м

12. Техничко-экономические показатели:

а) период окупаемости 135 мес.;

б) себестоимость энергии 1,23 руб/кВт·ч;

в) удельные капиталовложения 73129 руб/кВт.

ВВЕДЕНИЕ

Потребление электроэнергии является обязательным условием существования человечества. В настоящее время количество потребителей электрической энергии стремительно растет за счет развития технологий, поэтому необходимо наращивать генерирующие мощности. Электрическая энергия вырабатывается на электростанциях различного типа.

Гидроэлектростанции занимают фундаментальное место в современных энергосистемах, выполняя основную роль регулирования их параметров в нестабильных режимах, а также покрывая пиковые части графиков нагрузки.

Республика Тыва так же, как и другие регионы Российской Федерации на сегодняшний день интенсивно развивается. Энергосистема республики становится остродефицитной. Собственное производство электроэнергии в регионе составляет 10% от общего потребления. Потребление электроэнергии в республике в течение дня активно меняется, поскольку основным потребителем электроэнергии является население, поэтому данной системе крайне необходим мощный и маневренный источник электроэнергии.

Этот регион также имеет уникальную речную систему, но их гидроэнергетический потенциал еще не использовался.

Все это способствует созданию на территории республики современной мощной гидроэлектростанции, которая решит практически все проблемы электроэнергетики этого региона. Также стоит отметить экологическую составляющую вопроса. Несмотря на создание водохранилищ, которые сопровождаются затоплением территорий, гидроэлектростанции являются одним из самых экологически чистых источников энергии.

В данном проекте рассмотрен проект Хемчинской ГЭС на реке Хемчик. В состав проекта входит: определение установленной мощности, выбор основного и вспомогательного оборудования, расчет гидротехнических сооружений, расчет защит гидрогенератора, экономическое обоснование строительства Хемчинской ГЭС.

1 Общие сведения

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат района

Климат района расположения гидроузла характеризуется как резко-континентальный с морозной безветренной зимой и жарким летом. Средняя температура января от -28°C до -35°C , июля $15-20^{\circ}\text{C}$. Снежный покров устанавливается в конце октября и достигает $15-20$ см., в горах до $1-2$ метров, сходит в середине апреля, в горах - в мае.

Среднегодовая норма осадков от 150 до 300 мм. Большая часть осадков выпадает в период с июня по сентябрь. Средняя скорость ветра $2,5$ м/с.

1.1.2 Гидрологические данные

Исток реки Хемчик находится на Шапсальском хребте (на высоте 3122 м) в Республике Тыва, затем река впадает в Енисей. Протяженность реки составляет 320 км. Река имеет многочисленные притоки, основными из них являются Малый Хемчик, Барлык, Алаш.

Гидрологический ряд наблюдений на период с 1922 по 1971 годы представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Гидрологический ряд

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1922	147	126	108	165	507	1062	852	696	495	408	240	225	420
1923	201	180	162	195	633	1314	720	600	501	234	204	192	429
1924	168	144	126	207	582	2628	735	630	615	435	306	279	570
1925	261	249	234	375	519	888	825	666	537	273	201	177	432
1926	156	123	111	162	666	933	729	393	414	312	258	237	375
1927	204	165	159	192	513	1056	813	687	630	276	207	195	426
1928	177	165	144	228	510	1053	813	702	489	393	237	225	429
1929	213	195	189	324	954	1857	612	564	528	306	300	264	525
1930	234	228	222	252	525	852	873	777	576	447	324	273	465
1931	258	201	138	348	1035	1212	630	609	498	225	195	174	459
1932	159	132	105	204	498	930	819	711	585	282	243	222	408
1933	210	198	174	210	1140	1932	522	516	510	270	213	201	507
1934	192	153	153	462	831	1257	852	813	753	387	321	267	537
1935	228	207	201	414	1176	3900	870	825	798	417	285	222	795
1936	138	129	123	171	483	915	879	852	777	423	333	306	462
1937	252	249	243	267	702	1092	870	519	792	465	351	306	510
1938	267	258	237	273	1080	1578	693	663	540	285	210	201	525
1939	189	114	114	234	1050	1392	732	717	741	450	363	291	531
1940	261	252	216	300	783	897	462	399	483	240	192	150	387
1941	141	126	120	201	621	3297	885	672	624	267	249	210	618

Продолжение таблицы 1.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1942	195	177	171	288	1020	2013	654	618	570	372	339	324	561
1943	246	240	228	237	963	1239	1038	924	732	435	375	318	582
1944	297	213	174	225	522	996	822	666	498	261	234	204	426
1945	198	174	171	267	759	1701	759	726	666	411	369	339	546
1946	291	288	282	300	714	813	705	618	555	357	252	243	453
1947	237	180	168	243	999	2760	1023	855	720	534	378	363	705
1948	270	198	192	399	741	1035	558	450	489	243	189	180	411
1949	171	147	120	174	696	2256	1395	969	747	459	336	282	645
1950	219	201	195	303	1116	1479	531	582	510	315	255	216	492
1951	210	192	168	240	501	1071	747	741	534	414	264	252	444
1952	240	228	225	273	852	990	684	669	540	288	219	195	450
1953	162	150	147	255	924	2601	663	621	597	381	288	252	588
1954	222	216	207	399	630	807	777	681	474	291	228	204	429
1955	183	168	144	213	528	1500	744	672	657	480	354	330	498
1956	306	204	198	264	777	999	636	435	450	321	267	249	426
1957	183	165	129	177	345	819	657	465	372	255	222	195	333
1958	186	183	177	282	720	978	741	678	489	249	174	165	417
1959	159	141	129	177	504	1206	1035	900	702	300	270	252	480
1960	216	210	180	306	555	1275	759	600	495	429	345	300	471
1961	282	282	270	333	888	1440	573	513	486	297	222	195	483
1962	174	156	150	189	444	1197	795	780	525	213	282	261	432
1963	213	186	183	297	870	1188	666	498	492	303	171	156	435
1964	150	138	132	291	741	924	1281	945	513	333	273	249	498
1965	201	162	153	219	1161	1194	690	600	486	258	177	174	456
1966	165	153	138	159	624	1293	900	714	519	339	276	234	459
1967	171	190	256	280	477	899	840	785	422	252	196	173	412
1968	180	159	156	222	1197	1341	510	525	489	300	186	162	453
1969	144	135	135	180	519	954	1368	1017	822	255	273	243	504
1970	219	171	165	369	591	972	972	798	444	255	180	165	441
1971	153	120	117	186	489	1164	966	963	522	348	228	192	453
Ср	207	183	168	258	735	1389	789	678	570	336	261	234	483

Координаты кривых связей нижнего бьефа от летних и зимних расходов и отметки верхнего бьефа от объемов водохранилища представлены в таблице 1.2. Графически кривые связи представлены на рисунках 1.1 и 1.2.

Таблица 1.2 – Координаты кривых связей верхнего и нижнего бьефов

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефов			
		зимняя		летняя	
ZВБ, м	V, км ³	ZНБ, м	Q, м ³ /с	ZНБ, м	Q, м ³ /с
525,31	0	525,11	0	525,11	0
533,01	0,004	525,63	72	525,63	80
540,90	0,012	527,44	450	527,44	500
543,67	0,02	528,17	720	528,17	800
544,78	0,028	528,97	1170	528,97	1300
545,75	0,036	529,58	1611	529,58	1790

Продолжение таблицы 1.2

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефов			
		зимняя		летняя	
$z_{ВБ}, м$	$V, км^3$	$z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$	$z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$
546,96	0,044	529,99	1935	529,99	2150
548,24	0,052	530,32	2250	530,32	2500
549,35	0,06	530,53	2493	530,53	2770
550,18	0,068	530,77	2934	530,77	3260
550,88	0,076	530,88	3375	530,88	3750
551,76	0,084	530,94	3816	530,94	4240
553,03	0,092	531,02	4257	531,02	4730
554,65	0,104	531,03	4536	531,03	5040

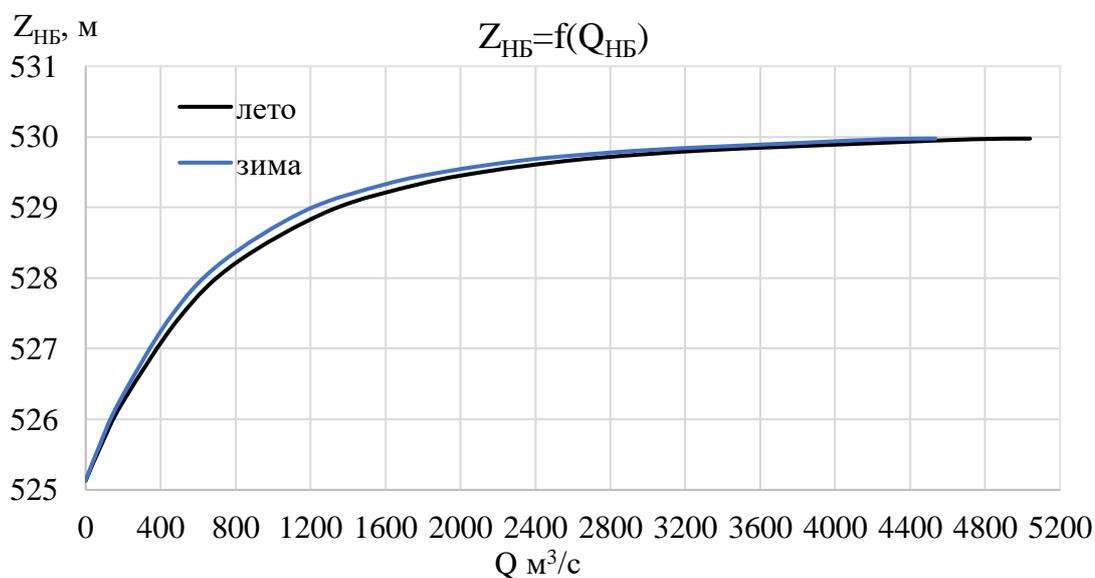


Рисунок 1.1 – Кривые связи нижнего бьефа

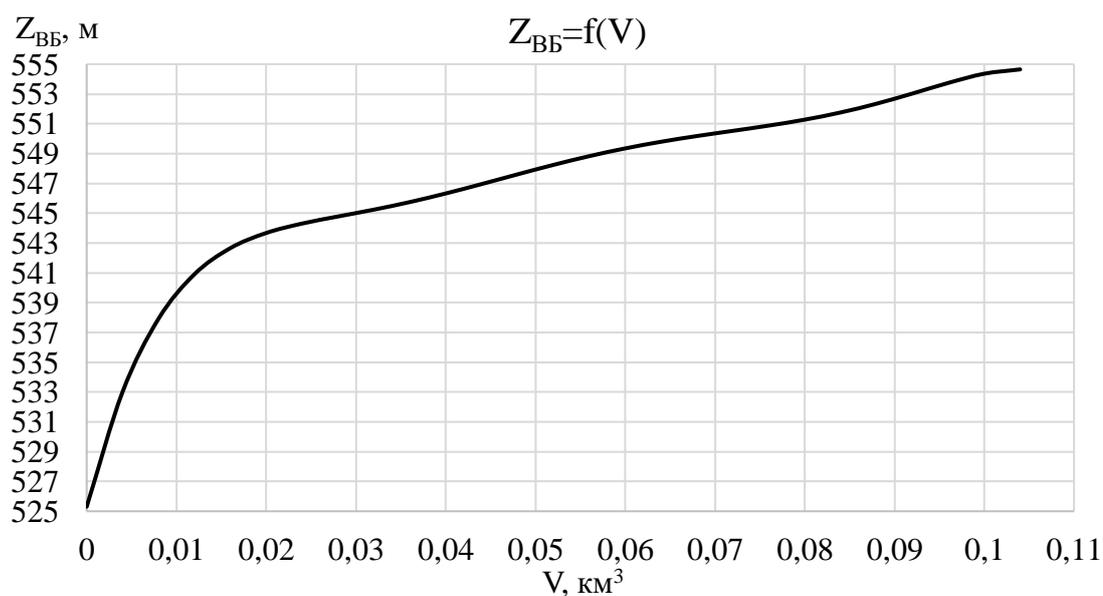


Рисунок 1.2 – Кривая связи верхнего бьефа

1.1.3 Сейсмологические условия

В соответствии с картами общего сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-С), расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Хемчинской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% (в течение 50 лет) равна 8 баллам по шкале MSK-64.

В период с 1939 по 2010 годы были произведены работы по уточнению исходной сейсмичности района в результате которых были пересмотрены первичные описания землетрясений в данной области. В результате анализа воздействий от местных и удаленных землетрясений учеными установлено, что на участке расположения Хемчинской ГЭС не наблюдалось землетрясений выше 6 баллов.

1.2 Энергоэкономическая характеристика региона

Данный регион, в котором проектируется ГЭС является по большей части энергоизолированным. Собственная генерация региона составляет 10 % от общего объема потребления. Часть электроэнергии регион получает от Саяно-Шушенской ГЭС.

Суточные графики нагрузки, совмещенные с интегральными кривыми нагрузки (сокращенно ИКН) энергосистемы для типичных суток зимнего и летнего сезонов представлены на рисунках 1.3 и 1.4. Данные графики построены в соответствии с методикой, описанной в учебно-методическом пособии [1].

Примечание: оранжевый – Хемчинская ГЭС; зеленый – Саяно-Шушенская ГЭС

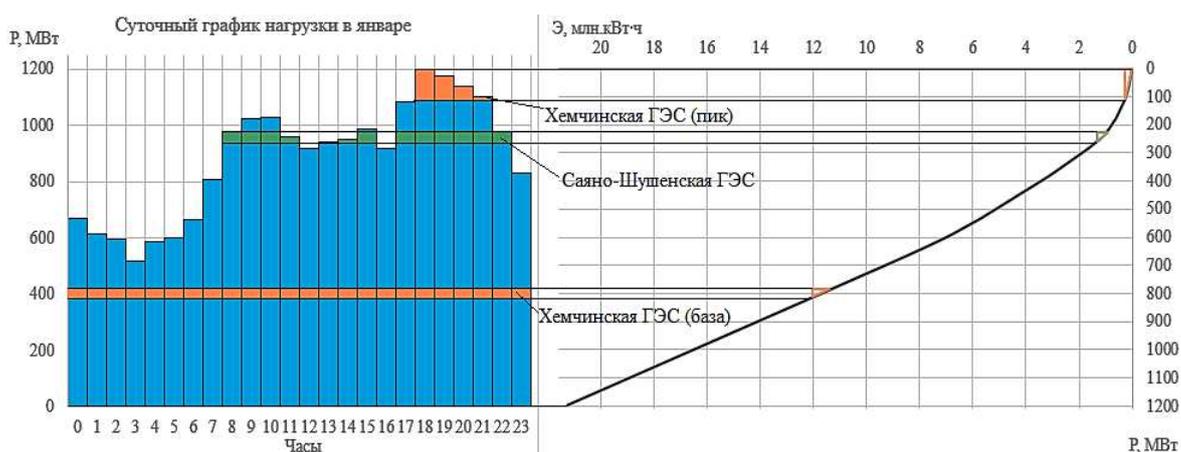


Рисунок 1.3 – Суточный график нагрузки, совмещенный с ИКН для типичных суток января

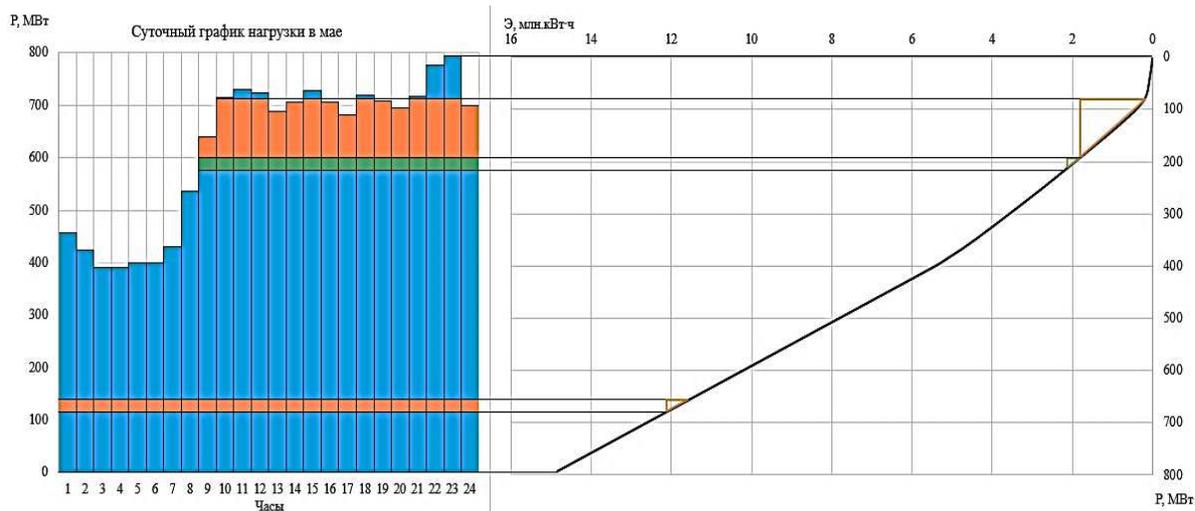


Рисунок 1.4 – Суточный график нагрузки, совмещенный с ИКН для типичных суток мая

1.3 Аналог проектируемого гидроузла

В качестве аналогов в ходе проектирования были выбраны следующие гидроэлектростанции:

- Нижне-Бурейская ГЭС
- Нарвская ГЭС

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Регулирование стока воды

2.1.1 Исходные данные

Энергосистема: изолированная.

Годовой максимум нагрузки: 1200 МВт.

Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в НБ: 0,9.

Коэффициент мощности: 8,8.

Потери напора в подводящих сооружениях: $\Delta h = 0,237$ м.

Отметка нормального подпорного уровня (НПУ): $Z = 554$ м.

Отметка дна гидроузла: $Z = 525$ м.

Гидрологический ряд наблюдений (таблица 1.1). Координаты кривых связей нижнего бьефа от летних и зимних расходов и отметки верхнего бьефа от объемов водохранилища (таблица 1.2, рисунок 1.1 и 1.2). Требования участников ВХК и основные потери воды представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и основные потери воды

Q, м ³ /с	Месяц											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275	275
Фильтрация	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Испарение	0	0	0	3	5	9	8	8	4	3	0	0
Льдообразование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Шлюзование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Q _{сан.п-к}	120											

2.1.2 Построение эмпирических кривых обеспеченности

При определении установленной мощности, проектируемой ГЭС, необходимо определить маловодный и средневодный год, исходя из предложенного гидрологического ряда. Для построения эмпирических кривых обеспеченности разделим год на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). К периоду половодья относятся те месяцы, в которых расходы больше или равны среднегодовому расходу, остальные месяцы - это период межени. Таким образом, период половодья длится с мая по сентябрь включительно, период межени с октября по апрель.

Определив границы сезонов, строятся эмпирические кривые обеспеченности в соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов при заданной обеспеченности стока [1]. Результаты представлены в таблице 2.2 и рисунке 2.1.

Таблица 2.2 – Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности

m	P, %	Q _{ср.год} , М ³ /с	Год	Q _{пол} , М ³ /с	Год	Q _{меж} , М ³ /с	Год
1	2	795	1935	1515	1935	306	1937
2	4	705	1947	1272	1947	300	1947
3	6	645	1949	1221	1941	297	1943
4	8	618	1941	1212	1949	288	1946
5	10	588	1953	1080	1953	285	1960
6	12	582	1943	1038	1924	282	1930
7	14	570	1924	978	1943	282	1935
8	16	561	1942	975	1942	276	1934
9	18	546	1945	936	1969	276	1945
10	20	537	1934	927	1939	270	1961
11	22	531	1939	924	1933	267	1955
12	24	525	1929	921	1945	267	1942
13	25	525	1938	912	1938	258	1956
14	27	510	1937	903	1929	255	1929
15	29	507	1933	900	1934	252	1925
16	31	504	1969	882	1964	252	1954
17	33	498	1955	870	1959	252	1939
18	35	498	1964	843	1950	249	1951
19	37	492	1950	825	1965	246	1938
20	39	483	1961	822	1971	243	1950
21	41	480	1959	819	1955	240	1949
22	43	471	1960	813	1968	240	1948
23	45	465	1930	810	1966	237	1952
24	47	462	1936	798	1931	237	1924
25	49	459	1931	795	1937	234	1953
26	51	459	1966	780	1936	231	1936
27	53	456	1965	780	1961	231	1940
28	55	453	1946	756	1970	231	1944
29	57	453	1968	753	1923	225	1928
30	59	453	1971	747	1962	225	1964
31	61	450	1952	747	1952	219	1931
32	63	444	1951	744	1963	219	1970
33	65	441	1970	741	1927	216	1967
34	67	435	1963	738	1960	216	1963
35	69	432	1925	723	1922	210	1933
36	71	432	1962	720	1958	210	1966
37	73	429	1923	720	1930	204	1959
38	75	429	1928	720	1951	204	1962
39	76	429	1954	714	1928	204	1922
40	78	426	1927	708	1932	201	1958
41	80	426	1944	702	1944	201	1927
42	82	426	1956	687	1925	195	1923
43	84	420	1922	684	1967	195	1968
44	86	417	1958	681	1946	195	1969
45	88	411	1948	675	1954	195	1926

Продолжение таблицы 2.2

m	P, %	Q _{ср.год} , М ³ /с	Год	Q _{пол} , М ³ /с	Год	Q _{меж} , М ³ /с	Год
46	90	411	1967	660	1956	192	1932
47	92	408	1932	654	1948	192	1965
48	94	387	1940	627	1926	192	1971
49	96	375	1926	606	1940	189	1957
50	98	333	1957	531	1957	189	1941

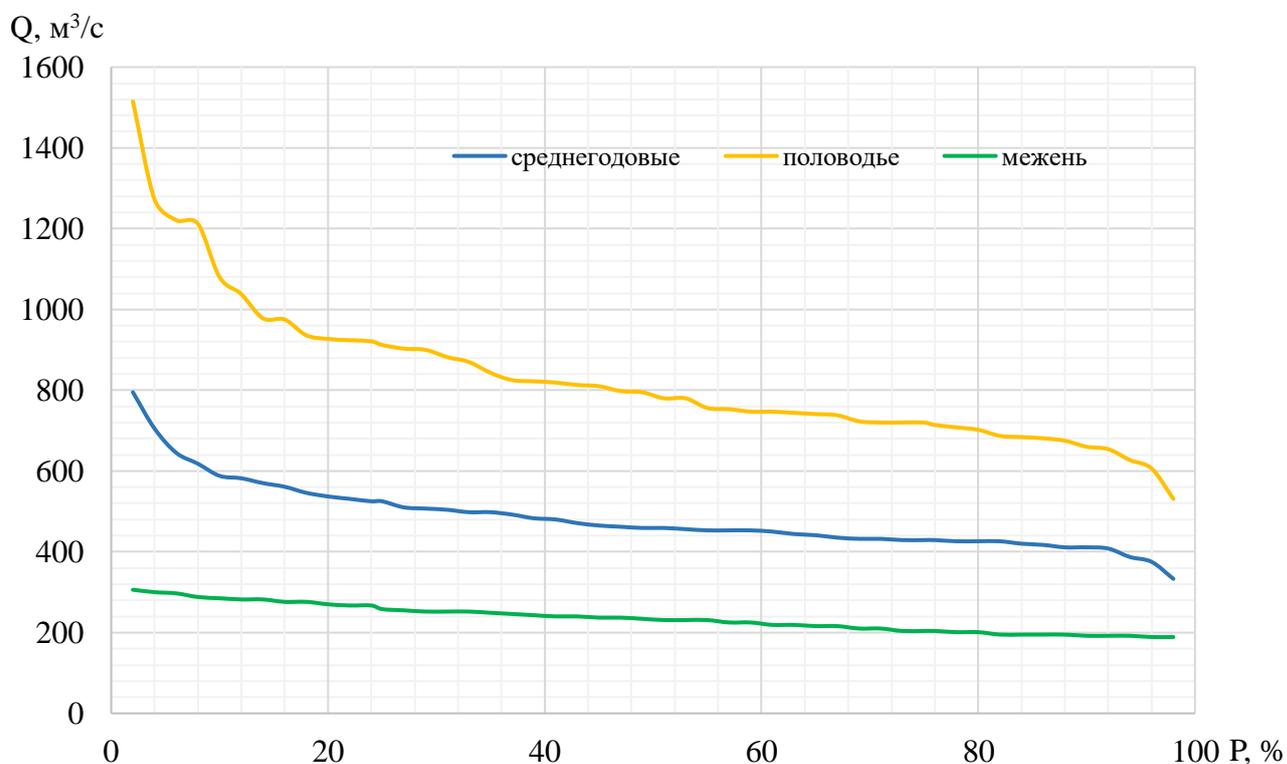


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

2.1.3 Выбор расчетных гидрографов

По расчетным значениям обеспеченности определяется маловодный и средневодный год. За расчетный маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, в данном случае 1967 год. Маловодный 1967 год не нуждается в корректировке, так как его коэффициент по половодью и межени меньше единицы.

За расчетный средневодный год принимается год с обеспеченностью 50%, но в данном случае нет конкретного года, поэтому определяем ближайшие годы от расчетной обеспеченности: 1931 и 1966 годы. Вычисляются коэффициенты приведения по межени и половодью. Принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, то есть тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Для 1931 года:

Коэффициенты приведения по половодью и межени соответственно:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз}}}{Q_{1931 \text{ по половодью}}} = \frac{787,5}{798} = 0,98, \quad (2.1)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{баз}}}{Q_{1931 \text{ по межени}}} = \frac{232,5}{219} = 1,06. \quad (2.2)$$

Для 1966 года:

Коэффициенты приведения по половодью и межени соответственно:

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз}}}{Q_{1966 \text{ по половодью}}} = \frac{787,5}{810} = 0,97, \quad (2.3)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{баз}}}{Q_{1966 \text{ по межени}}} = \frac{232,5}{210} = 1,1. \quad (2.4)$$

В качестве расчетного средневодного года принимается 1931 год.

После определения маловодного и средневодного года, необходимо произвести корректировку, путем умножения среднемесячных расходов на вычисленные выше коэффициенты (таблица 2.3). Значения расчетного маловодного года представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.3 – Расчетный средневодный год (P=50%) без корректировки и с корректировкой

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q _{50%}	258	201	138	348	1035	1212	630	609	498	225	195	174
Q _{50% корр.}	273	213	147	369	1014	1188	618	597	489	240	207	183

Таблица 2.4 – Расчетный маловодный год (P=90%)

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q _{90%}	171	190	256	280	477	899	840	785	422	252	196	173

В средневодном году имеются такие расходы, которые меньше расходов в маловодном году. Нужны дополнительные исправления, они должны быть выполнены при следующем условии: среднегодовое значение расхода средневодного года до исправления должно остаться таким же и после исправления. В таблице 2.5 представлены значения расчетного средневодного года (P=50%) без корректировки и с корректировкой.

Таблица 2.5 – Расчетный средневодный год (P=50%) без корректировки и с корректировкой

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q _{50%}	273	213	147	369	1014	1188	618	597	489	240	207	183
Q _{50% корр.}	178	213	262	329	764	998	868	787	489	260	207	183

По скорректированным данным таблицы 2.5 и данным таблицы 2.4, строится расчетный гидрограф маловодного и средневодного года, рисунок 2.2.

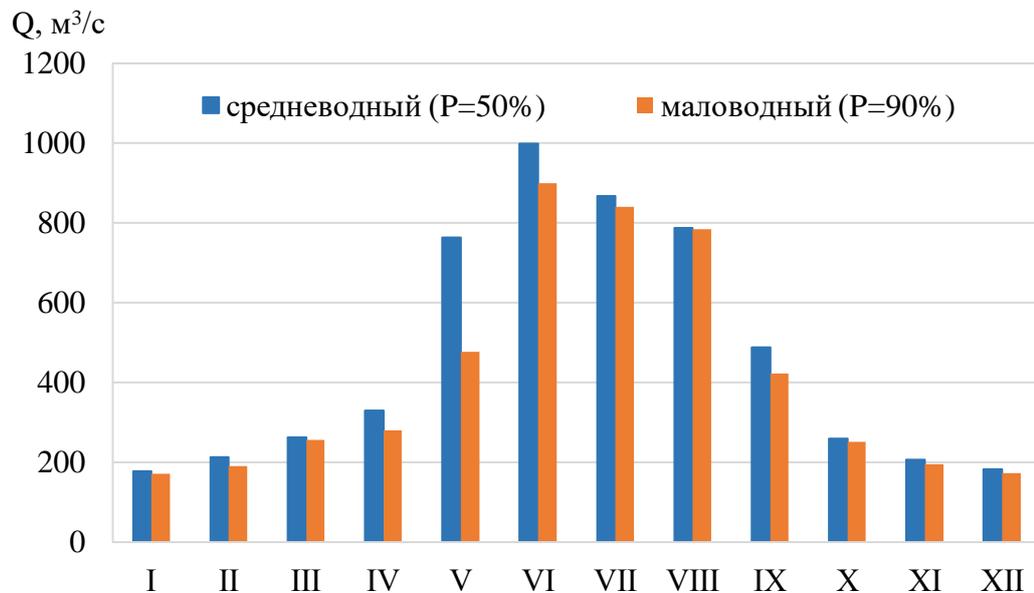


Рисунок 2.2 – Расчетный гидрограф маловодного и средневодного года

2.1.4 Определение типа регулирования

Для определения предварительного типа регулирования станции рассчитывается коэффициент зарегулированности стока:

$$\beta = \frac{V_{\text{полезн}}}{\bar{W}}, \quad (2.5)$$

где $V_{\text{полезн}}$ – полезный объем водохранилища;
 \bar{W} – среднееголетний сток в створе.

Полезный объем водохранилища находится следующим образом:

$$V_{\text{полезн}} = V_{\text{ВНПУ}} - V_{\text{ВУМО}} = 0,098 - 0,023 = 0,075 \text{ км}^3, \quad (2.6)$$

где $V_{\text{ВНПУ}}$ – объем водохранилища при отметке НПУ (554 м);
 $V_{\text{ВУМО}}$ – объем водохранилища при отметке УМО (544,33 м).
Среднееголетний расход в створе:

$$\bar{W} = \bar{Q} \cdot t = 483 \cdot 31536000 = 15 \text{ км}^3, \quad (2.7)$$

где \bar{Q} – среднееголетний расхо в м³/с;
 t – количество секунд в году.

Следовательно, коэффициент зарегулированности стока, рассчитанный по формуле 2.5, равен:

$$\beta = \frac{0,075}{15} = 0,005.$$

Полученное значение коэффициента зарегулированности стока соответствует суточному типу регулирования.

2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчетов

2.2.1 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса

Для выбранного расчетного маловодного года (1931 г.) вычисляется значение мощности на бытовом стоке для каждого месяца по следующей формуле:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_{\text{полезн.быт}} \cdot N_{ГЭС}^{\text{подв}}, \quad (2.8)$$

где $k_N = 8,8$ – коэффициент мощности;
 $Q_{\text{полезн.быт}}$ – полезный бытовой расход расчетного маловодного года:

$$Q_{\text{полезн.быт}} = Q_{\text{быт}} - Q_{\text{сумм.пот}} = Q_{\text{быт}} - (Q_{\text{исп}} + Q_{\text{лед}} + Q_{\text{ф}}), \quad (2.9)$$

где $Q_{\text{сумм.пот}}$ – суммарные потери воды;
 $Q_{\text{исп}}$ – потери расхода воды на испарение в водохранилище;
 $Q_{\text{лед}}$ – потери расхода воды на льдообразование в водохранилище;
 $Q_{\text{ф}}$ – потери расхода воды на фильтрацию;
 $N_{ГЭС}^{\text{подв}}$ – подведенный напор на ГЭС:

$$N_{ГЭС}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (2.10)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ = 554 м;
 $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривой связи (рисунок 1.1);

Δh – потери напора в подводящих сооружениях.

Затем рассчитывается мощность ГЭС в режиме работы по требованиям санитарного попуска по следующей формуле:

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{сан.п-к}} \cdot N_{ГЭС}^{\text{подв}}, \quad (2.11)$$

где $Q_{\text{сан.п-к}}$ – санитарный попуск воды по требованиям водохозяйственного комплекса.

Результаты проведенных расчетов представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты расчетов режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q , м ³ /с	171	190	256	280	477	899	840	785	422	252	196	173
$Q_{\text{сан.п-к}}$, м ³ /с	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
$Q_{\text{ф}}$, м ³ /с	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	0
$Q_{\text{исп}}$, м ³ /с	0	0	0	3	5	9	8	8	4	3	0	0
$Q_{\text{лед}}$, м ³ /с	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$Q_{\text{сумм.пот}}$, м ³ /с	4	4	4	7	9	13	12	12	8	7	4	0
$Q_{\text{полезн.быт}}$, м ³ /с	167	186	252	273	468	886	828	773	414	245	192	173
$Z_{\text{ВБ}}$, м	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554
$Z_{\text{НБ}}$, м	526	526	527	527	528	529	528	528	527	527	526	526
H , м	27,6	27,4	27,1	27	26,3	25,3	25,4	25,5	26,4	27,1	27,4	27,5
$N_{\text{быт}}$, МВт	40	45	60	65	108	197	185	173	96	59	46	42
Режим работы ГЭС по санитарному попуску												
$Z_{\text{ВБ}}$, м	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554	554
$Z_{\text{НБ}}$, м	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526	526
H , м	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28
$N_{\text{сан.п-к}}$, МВт	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29

2.3 Определение установленной мощности

2.3.1 Водно-энергетические расчеты

Водно-энергетический расчет (сокращенно ВЭР) осуществляется по методике, изложенной в учебном пособии [1]. Целью ВЭР является определение гарантированной мощности, максимального уровня сработки водохранилища, полезного объема водохранилища. Примем в виду, что расход в течение суток постоянный, но при переходе от месяца к месяцу изменяется мгновенно, как и уровень нижнего бьефа.

В таблице 2.7 представлены результаты ВЭР для типичных суток января, результаты ВЭР по типичным суткам для остальных месяцев представлены в таблицах А.1-А.11 приложения А. На рисунке 2.3 представлен график сработки-наполнения водохранилища для типичных суток января, на рисунке 1.3 – суточный график нагрузки января месяца, совмещенный с ИКН. По рисунку 1.3 делаем вывод, что Хемчинская ГЭС будет работать в базовой и пиковой части суточного графика нагрузки. В остальных месяцах Хемчинская ГЭС будет работать как полностью в базовой, так и в пиковой и полупиковой части суточного графика нагрузки.

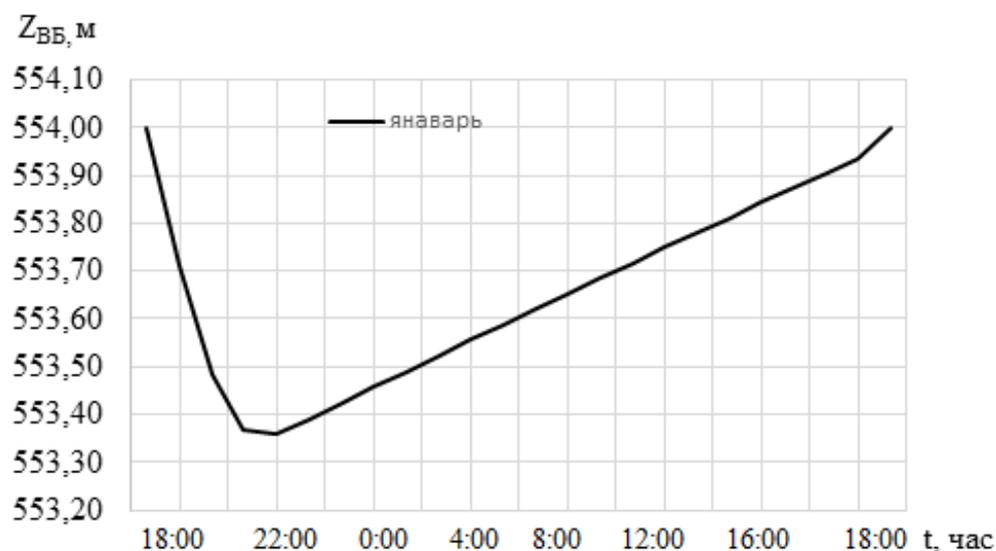


Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища за сутки для января

Таблица 2.7 – Результаты ВЭР для января

Часы	$Q_{\text{Полезн.быт}}$	$Q_{\text{Ф}}$	$Q_{\text{НБ}}$	$Q_{\text{В-ща}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	$Q_{\text{ХХ}}$	$Q_{\text{сан.п-к}}$	Объем		
								$V_{\text{нач}}$	dV	$V_{\text{кон}}$
18	167	4	636	465	632	0	120	0,0975	0,0017	0,0958
19	167	4	529	358	525	0	120	0,0958	0,0013	0,0945
20	167	4	350	179	346	0	120	0,0945	0,0006	0,0939
21	167	4	189	18	185	0	120	0,0939	0,0001	0,0938
22	167	4	120	-51	116	0	120	0,0938	-0,0002	0,0940
23	167	4	120	-51	116	0	120	0,0940	-0,0002	0,0942
24	167	4	120	-51	116	0	120	0,0942	-0,0002	0,0944
1	167	4	120	-51	116	0	120	0,0944	-0,0002	0,0946
2	167	4	120	-51	116	0	120	0,0946	-0,0002	0,0947
3	167	4	120	-51	116	0	120	0,0947	-0,0002	0,0949
4	167	4	120	-51	116	0	120	0,0949	-0,0002	0,0951
5	167	4	120	-51	116	0	120	0,0951	-0,0002	0,0953
6	167	4	120	-51	116	0	120	0,0953	-0,0002	0,0955
7	167	4	120	-51	116	0	120	0,0955	-0,0002	0,0957
8	167	4	120	-51	116	0	120	0,0957	-0,0002	0,0958
9	167	4	120	-51	116	0	120	0,0958	-0,0002	0,0960
10	167	4	120	-51	116	0	120	0,0960	-0,0002	0,0962
11	167	4	120	-51	116	0	120	0,0962	-0,0002	0,0964
12	167	4	120	-51	116	0	120	0,0964	-0,0002	0,0966
13	167	4	120	-51	116	0	120	0,0966	-0,0002	0,0968
14	167	4	120	-51	116	0	120	0,0968	-0,0002	0,0969
15	167	4	120	-51	116	0	120	0,0969	-0,0002	0,0971
16	167	4	120	-51	116	0	120	0,0971	-0,0002	0,0973
17	167	4	120	-51	116	0	120	0,0973	-0,0002	0,0975

Окончание таблицы 2.7

Верхний бьеф			Z _{НБ}	H	N _{ГЭС}	N _{ГАР}	ЭГЭС
Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}					
554,00	553,71	553,86	527,98	25,64	143	143	0,95
553,71	553,49	553,60	527,69	25,67	119	119	
553,49	553,37	553,43	527,08	26,11	80	80	
553,37	553,36	553,36	526,33	26,80	44	44	
553,36	553,39	553,37	525,94	27,20	28	сан.п-к	
553,39	553,42	553,41	525,94	27,24	28	сан.п-к	
553,42	553,46	553,44	525,94	27,27	28	сан.п-к	
553,46	553,49	553,47	525,94	27,30	28	сан.п-к	
553,49	553,52	553,51	525,94	27,33	28	сан.п-к	
553,52	553,56	553,54	525,94	27,37	28	сан.п-к	
553,56	553,59	553,57	525,94	27,40	28	сан.п-к	
553,59	553,62	553,60	525,94	27,43	28	сан.п-к	
553,62	553,65	553,64	525,94	27,46	28	сан.п-к	
553,65	553,69	553,67	525,94	27,50	28	сан.п-к	
553,69	553,72	553,70	525,94	27,53	28	сан.п-к	
553,72	553,75	553,73	525,94	27,56	28	сан.п-к	
553,75	553,78	553,77	525,94	27,59	28	сан.п-к	
553,78	553,81	553,80	525,94	27,62	28	сан.п-к	
553,81	553,84	553,83	525,94	27,66	28	сан.п-к	
553,84	553,87	553,86	525,94	27,69	28	сан.п-к	
553,87	553,91	553,89	525,94	27,72	28	сан.п-к	
553,91	553,94	553,92	525,94	27,75	28	сан.п-к	
553,94	553,97	553,95	525,94	27,78	28	сан.п-к	
553,97	554,00	553,98	525,94	27,81	28	сан.п-к	

В результате выполненных ВЭР по типичным суткам каждого месяца, строится общий график сработки-наполнения, который представлен на рисунке 2.4.

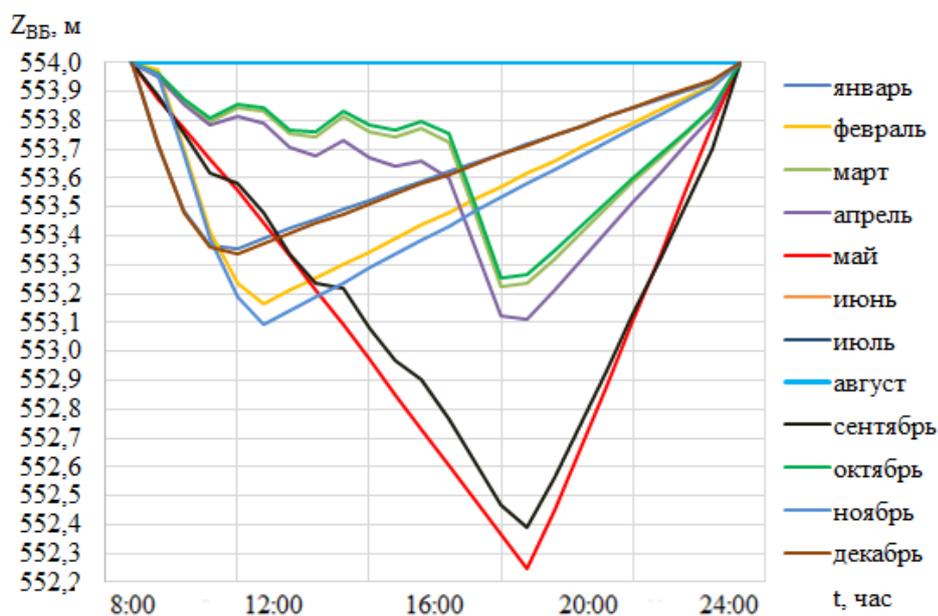


Рисунок 2.4 – График сработки-наполнения водохранилища

2.3.2 Определение установленной мощности ГЭС

Рабочая мощность Хемчинской ГЭС определяется из сработки по январю месяцу. То есть, это рабочая мощность в час с наибольшим потреблением мощности в энергосистеме. Следовательно, рабочая мощность ГЭС в других месяцах года будет равна рабочей мощности по январю.

Рассчитывается нагрузочный резерв для определения установленной мощности ГЭС:

$$N_{рез}^{нагр} = 0,03 \cdot N_{раб}^{ГЭС} = 0,03 \cdot 143 = 4 \text{ МВт}, \quad (2.12)$$

где $N_{раб}^{ГЭС}$ – рабочая мощность проектируемой ГЭС.

Установленная мощность рассчитывается последующей формуле:

$$N_{уст}^{ГЭС} = N_{раб}^{ГЭС} + N_{рез}^{нагр} = 143 + 4 = 147 \text{ МВт}. \quad (2.13)$$

2.3.3 Определение среднегодовой выработки

По данным таблицы 2.7 и таблицах, приведенных в приложении А, определяем выработку за сутки. Далее, умножив выработку за сутки на количество дней в месяце, получим выработку за месяц. Суммируя значения выработки за каждый месяц, получим среднегодовую выработку. Результаты представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Определение среднегодовой выработки

Месяц	Выработка за сутки, млн кВт·ч	Выработка за месяц, млн кВт·ч	Среднегодовая выработка, млрд кВт·ч
Январь	0,95	29,5	
Февраль	1,04	31,2	
Март	1,41	43,7	
Апрель	1,52	45,6	
Май	2,48	76,9	
Июнь	3,44	103,2	
Июль	3,44	106,6	
Август	3,44	103,2	
Сентябрь	2,23	69,1	
Октябрь	1,38	41,4	
Ноябрь	1,07	33,2	
Декабрь	0,96	28,8	

2.4 Баланс мощности

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы составляет 3% от максимальной мощности энергосистемы, аварийный резерв составляет 10 % от максимальной мощности

энергосистемы. Нагрузочный резерв расположен на существующей ГЭС, на проектируемой ГЭС, на существующих ТЭЦ. Аварийный бюджет размещен на ТЭС.

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность.

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{сущ.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{30}{6} = 5 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.14)$$

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{пр.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{пр.ГЭС}}}{6} \cdot 1 \text{ мес} = \frac{147}{6} = 25 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.15)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета остановки каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года.

Ремонтная площадь ТЭС:

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \right) \cdot \frac{1}{2} = 216 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.16)$$

Ремонтная площадь ТЭС меньше площади провала графика максимальных нагрузок. Распределим эту площадь между маем, июнем, июлем и августом. Полученные данные для построения баланса мощности представлены в таблице 2.9. График баланса мощности представлен на плакате «Использование водной энергии».

Таблица 2.9 – Баланс мощности

Месяц	Система			Существующая ГЭС		
	$P_{\text{макс}}$, МВт	$N_{\text{н.р.}}$, МВт	$N_{\text{а.р.}}$, МВт	$N_{\text{раб}}$, МВт	$N_{\text{н.р.}}$, МВт	$N_{\text{рем}}$, МВт
I	1192	36	119	30	1	
II	1133	34	113	28	1	
III	1031	31	103	25	1	
IV	913	27	91	24	1	5
V	811	24	81	23	1	
VI	752	23	75	20	1	
VII	752	23	75	20	1	
VIII	810	24	81	23	1	
IX	912	27	91	24	1	
X	1030	31	103	25	1	
XI	1133	34	113	28	1	
XII	1192	36	119	30	1	

Продолжение таблицы 2.9

Месяц	Проектируемая ГЭС			ТЭС			
	$N_{\text{раб}}$, МВт	$N_{\text{н.р.}}$, МВт	$N_{\text{рем}}$, МВт	$N_{\text{раб.мах}}$, МВт	$N_{\text{а.р.}}$, МВт	$N_{\text{рем}}$, МВт	$N_{\text{н.р.}}$, МВт
I	143	4		1017	102		31
II	143	4		961	96		29
III	143	4		861	86		26
IV	143	4		744	74		22
V	143	4		643	64	30	19
VI	143	4		587	59	78	18
VII	143	4		587	59	78	18
VIII	143	4		642	64	30	19
IX	143	4	13	743	74		22
X	143	4	13	860	86		26
XI	143	4		960	96		29
XII	143	4		1017	102		31

2.5 Баланс энергии

Баланс энергии строится по графику средних мощностей энергосистемы. Для построения баланса энергии необходимо рассчитать среднесуточную мощность проектируемой ГЭС для каждого месяца. Среднесуточные значения мощности, проектируемой ГЭС, берутся из сработки для каждого месяца и вычисляются, как среднее значение мощности ГЭС за сутки. Данные для построения баланса энергии представлены в таблице 2.10. График баланса энергии продемонстрирован на плакате «Использование водной энергии».

Таблица 2.10 – Баланс энергии

Месяц	$P_{\text{ср.сист}}$, МВт	Среднесуточная мощность существующей ГЭС, МВт	Среднесуточная мощность проектируемой ГЭС, МВт
I	878	13	40
II	839	12	43
III	771	10	59
IV	693	10	63
V	625	9	103
VI	586	8	143
VII	586	8	143
VIII	625	9	143
IX	692	10	93
X	771	10	57
XI	838	12	45
XII	878	13	39

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор числа и типа гидроагрегатов

3.1.1 Построение режимного поля

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

Построение этих характеристик выполнялось по следующему уравнению:

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

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

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

Δh – потери напора в подводящих сооружениях.

Определены ограничения работы турбин:

- Ограничение по расчетной установленной мощности, определено по следующему уравнению:

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

- Ограничение по пропускной способности ГЭС, которую определялось по зависимости:

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

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

- Ограничением слева на режимном поле является минимальный расход, определяемый заданным ограничением по условиям функционирования санитарного попуска ($Q_{ГЭС}^{\min} = 120 \text{ м}^3/\text{с}$).

Результаты расчётов сведены в таблицу 3.1. Режимное поле представлено на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчетов режимного поля

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по мощности генератора	Линия ограничения по пропускной способности турбины		Линия ограничения по санитарному попуску		
$Q_{НБ}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ}, \text{ м}$	$\nabla_{НПУ}, \text{ м}$	$\nabla_{УМО}, \text{ м}$	$H_p, \text{ м}$	$H_{ГЭС}, \text{ м}$	$Q_{ГЭС}, \text{ м}^3/\text{с}$	$H_{ГЭС}, \text{ м}$	$Q_{ГЭС}, \text{ м}^3/\text{с}$	$H_{ГЭС}, \text{ м}$	$Q_{ГЭС}, \text{ м}^3/\text{с}$
0	525,11	28,65	26,90	27,78	25,82	646,96	24,83	672,67	0	120
120	525,94	27,83	26,08	26,95	25,73	649,22	24,76	671,62	21	120
240	526,59	27,17	25,42	26,29	25,64	651,49	24,68	670,58	22	120
360	527,12	26,64	24,89	25,77	25,55	653,78	24,60	669,53	29	120
480	527,54	26,22	24,47	25,35	25,46	656,08	24,53	668,48		
600	527,89	25,88	24,13	25,00	25,37	658,40	24,45	667,43		
720	528,17	25,59	23,84	24,72	25,28	660,73	24,37	666,38		
840	528,42	25,35	23,60	24,47	25,19	663,09	24,29	665,33		
960	528,63	25,13	23,38	24,26	25,1	665,46	24,22	664,27		
1080	528,83	24,93	23,18	24,06	25,01	667,84	24,14	663,22		
1200	529,01	24,75	23,00	23,88	24,92	670,25	24,06	662,16		
1320	529,18	24,58	22,83	23,70	24,83	672,67	23,99	661,10		

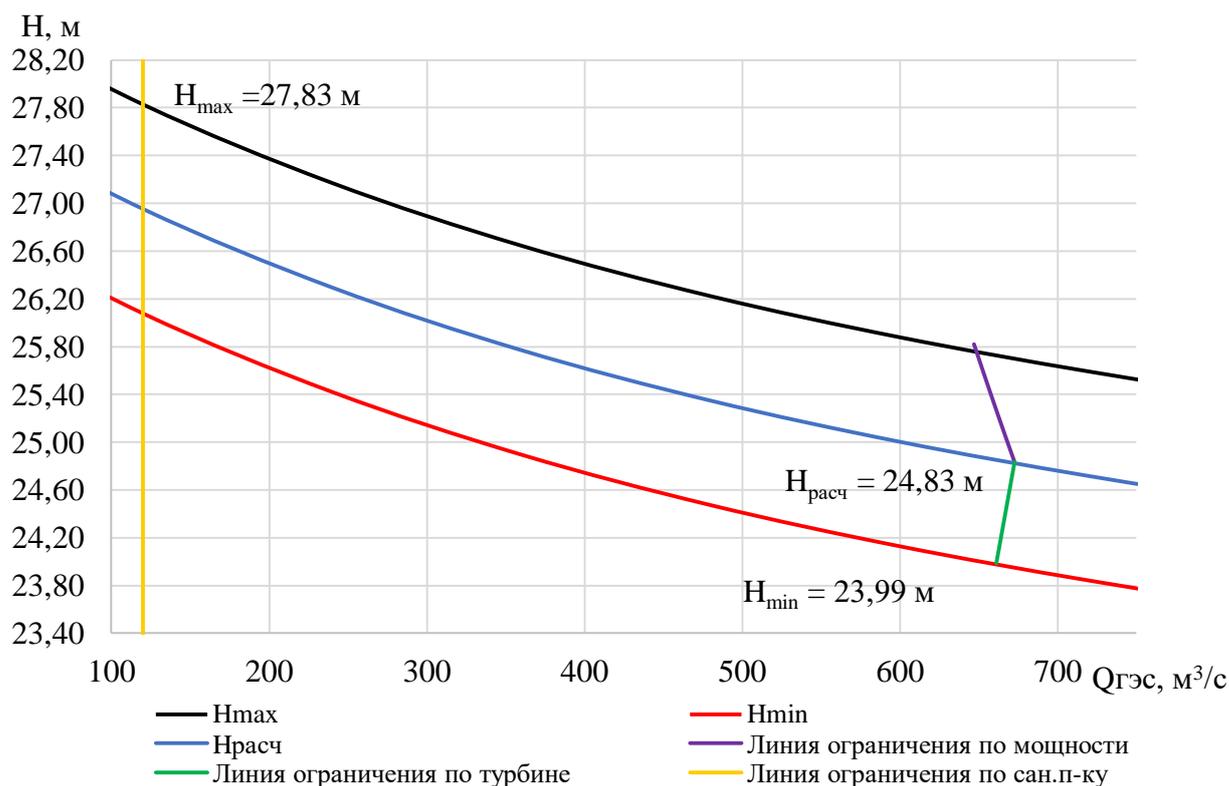


Рисунок 3.1 – Режимное поле

По режимному полю были определены следующие величины:

- Максимальный напор $H_{\max} = 27,83 \text{ м}$. Определяется, как точка пересечения линии ограничения по санитарному попуску с напорной характеристикой при НПУ;

- Минимальный напор $H_{\min}=23,99$ м. Определяется как точка пересечения напорной характеристики при УМО с линией ограничения по пропускной способности турбины;
- Расчётный напор $H_{\text{расч}}=24,83$ м. Определяется как точка пересечения трех линий: линии расчётного напора, линии ограничения по установленной мощности и линии ограничения по пропускной способности турбины.

3.1.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным универсальным характеристикам

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

- Значение максимального напора не должно превышать значение предельного напора турбины;
- Отношение $\frac{H_{\min}}{H_{\max(\text{турбины})}}$ должно быть не меньше фиксированного значения, указанного в параметрах турбины.

Из каталога были выбраны турбины системы поворотно-лопастных, двух типов: ПЛ30а-В и ПЛ30б-В. Основные параметры выбранных модельных турбин представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Основные параметры выбранных модельных турбин

Параметр		ПЛ30а-В	ПЛ30б-В
Предельный напор	$H_{\text{пред}}$	30	30
Диапазон регулирования	H_{\min}/H_{\max}	0,8	0,8
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{10}, \text{мин}^{-1}$	126	130
КПД модели в точке оптимума	$\eta_{\text{мо}}$	0,912	0,911
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\max}, \text{л/с}$	1950	1900
Коэффициент кавитации	σ при $Q'_{1\max}$	1	1
Приведенный диаметр РК	$D'_{1\text{м}}, \text{м}$	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_{\text{м}}, \text{м}$	4	8
Температура	$t, ^{\circ}\text{C}$	5	21
Коэффициент вязкости	$\nu_{\text{мод}} \cdot 10^{-6}, \text{м}^2/\text{с}$	1,51	0,99

Далее рассчитывается КПД натурной гидротурбины для каждого диаметра рабочего колеса, по следующей формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1\text{м}}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{v_H}{v_M}\right)^2} \right), \quad (3.4)$$

где $\eta_M, D_{1\text{м}}, H_M$ – КПД, диаметр и напор модельной турбины;
 D_1, H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

ν_n, ν_m – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины;

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

Мощность одного агрегата, рассчитывается по формуле:

$$N'_{\text{арп}} = 9,81 \cdot Q'_{1p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_G^{\text{cp}}, \quad (3.5)$$

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

η_G^{cp} – средний КПД генератора.

Приведенное число агрегатов определяется по формуле:

$$z'_a = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}}{N'_{\text{арп}}}. \quad (3.6)$$

Для нахождения уточненной мощности агрегата, необходимо принять уточненное количество агрегатов Z_a . Для этого необходимо приведенное число агрегатов округлить в большую сторону до целого числа.

Отсюда уточненная мощность агрегата:

$$N_{\text{арп}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}}{Z_a}. \quad (3.7)$$

Поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_n}{\eta_m}. \quad (3.8)$$

Расчетная синхронная частота вращения турбины определяется по формуле:

$$n'_c = \frac{n'_{1p} \cdot \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.9)$$

где n'_{1p} – приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке (определяется из главной универсальной характеристики).

Для каждого выбранного диаметра определяется приведенная максимальная, расчётная и минимальная частота вращения:

$$n'_{1H_p} = \frac{n_{c1} \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}, \quad (3.10)$$

$$n'_{1H_{max}} = \frac{n_{c1} \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{min}}}, \quad (3.11)$$

$$n'_{1H_{min}} = \frac{n_{c1} \cdot D_1}{\sqrt{\Delta_1 \cdot H_{max}}}. \quad (3.12)$$

Определяется положение расчетных точек, учитывая при этом округленное число гидроагрегатов и округленное число их уточненной мощности. Для этого на ГУХ, на линиях n'_{1H_p} , $n'_{1H_{min}}$ должно быть выполнено условие:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot (\Delta_1 \cdot H_p)^{1,5}}, \quad (3.13)$$

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot (\Delta_1 \cdot H_{max})^{1,5}}. \quad (3.14)$$

Для ограничения зоны работы слева на ГУХ, рассчитываются значения приведенного максимального и минимального расхода по следующим формулам:

$$Q_{H_{min}} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{min} \cdot \Delta_1}}, \quad (3.15)$$

$$Q_{H_{max}} = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max} \cdot \Delta_1}}. \quad (3.16)$$

Результаты расчетов выбора гидротурбин представлены в таблицах 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 – Расчет параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ30а-В

Параметр	ПЛ30а-В						
	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3	6,7
D_1 , м	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3	6,7
η_T , о.е.	0,928	0,928	0,928	0,929	0,93	0,93	0,93
$N'_{арг}$, МВт	43,6	48,4	54,4	60,7	69,8	76,9	87,1
Z'_a , ШТ	3,37	3,04	2,7	2,4	2,1	1,9	1,7
Z_a , ШТ	4	4	3	3	3	2	2
$N_{арг}$, МВт	36,8	36,8	49	49	49	73,5	73,5
Δ_1 , о.е.	1,048	1,049	1,049	1,05	1,05	1,051	1,051
n'_c , об/мин	135,3	128,6	121,3	114,9	107,3	102,2	96,1
n_c , об/мин	136,4	130,4	125	115,4	115,4	107,1	100
n'_{min} , об/мин	120	120,7	122,6	119,6	128,1	124,8	123,9
n'_p , об/мин	127	127,8	129,8	126,6	135,6	132,1	131,1
n'_{max} , об/мин	129,2	130	132,1	128,8	137,9	134,4	133,4
$Q \cdot \eta$, H_{max}	1,054	0,951	1,127	1,009	0,878	1,194	1,055
$Q \cdot \eta$, $H_{расч}$	1,25	1,128	1,337	1,197	1,042	1,416	1,251

Продолжение таблицы 3.3

Параметр	ПЛ30а-В						
	Q'₁, Н _{max}	0,985	0,889	0,791	0,708	0,617	0,559
Q'₁, Н _{min}	1,061	0,957	0,852	0,763	0,664	0,602	0,532

Таблица 3.4 – Расчет параметров оборудования для различных значений D₁ гидротурбины ПЛ30б-В

Параметр	ПЛ30б-В						
	D ₁ , м	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3
η _т , о.е.	0,923	0,924	0,924	0,925	0,925	0,926	0,926
N _{агр} , МВт	44,4	49,2	55,3	61,8	71,0	78,3	88,6
Z' _а , шт	3,31	2,99	2,7	2,4	2,1	1,9	1,7
Z _а , шт	4	3	3	3	3	2	2
N _{агр} , МВт	36,8	49,0	49,0	49,0	49,0	73,5	73,5
Δ ₁ , о.е.	1,043	1,044	1,044	1,045	1,046	1,046	1,047
n _{с'} , об/мин	139,3	132,4	124,9	118,2	110,4	105,2	98,9
n _с , об/мин	150	136,4	125	125	115,4	107,1	100
n' _{min} , об/мин	132,2	126,6	122,9	129,8	128,4	125,1	124,1
n' _р , об/мин	140,0	134,0	130,1	137,4	135,9	132,4	131,4
n' _{max} , об/мин	142,4	136,3	132,4	139,8	138,3	134,7	133,7
Q·η, Н _{max}	1,062	1,277	1,135	1,016	0,884	1,202	1,062
Q·η, Н _{расч}	1,260	1,514	1,347	1,205	1,049	1,426	1,259
Q'₁, Н _{max}	0,987	0,891	0,792	0,710	0,618	0,560	0,495
Q'₁, Н _{min}	1,063	0,959	0,854	0,764	0,666	0,604	0,533

После построения рабочих зон для диаметров D₁, различные гидротурбины сопоставлены по следующим критериям:

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

Для гидротурбины ПЛ30б-В, в рассмотрении остались рабочие колеса следующих диаметров: 5,30; 5,60; 6,3; для гидротурбины ПЛ30а-В, в рассмотрении остались рабочие колеса следующих диаметров: 5,00; 5,30.

3.1.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Определение заглубления рабочего колеса необходимо для обеспечения бескавитационной работы турбины.

Для выбранных диаметров определяются высоты отсасывания и отметки установки рабочего колеса гидротурбины.

Расчет произведен для турбины ПЛ30а-В-530.

Отметка рабочего колеса гидротурбины, определяется по формуле:

$$\nabla Z_{p,k} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.17)$$

где $Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе при расходе, соответствующему расчетному значению высоты отсасывания;

H_s – высота отсасывания.

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

1. Работа одного агрегата с расчётной мощностью при H_{max} ;
2. Работа одного агрегата с расчётной мощностью при $H_{расч}$;
3. Работа одного агрегата при H_{min} и соответствующей ему мощности

на линии ограничения.

Высота отсасывания определяется по формуле:

$$H_s = 10,3 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + \Delta Z_{х.пл}, \quad (3.18)$$

где σ – коэффициент кавитации, определяемый на главной универсальной характеристике;

H – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{нб}(Q_{нб})$;

$\Delta Z_{х.пл}$ – разность высотных отметок. Для поворотно-лопастных турбин $\Delta Z_{х.пл} = 0$.

- 1) Работа одного агрегата с расчётной мощностью при H_{max} :

Пересчет расхода с модели на натуру:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{max}} = 1,25 \cdot 5,3^2 \cdot \sqrt{27,83} = 185,23 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.19)$$

По кривой связи нижнего бьефа для летних расходов определяется отметка $Z_{нб}(Q_{нб})$, которая равняется 526,43 м. По главной универсальной характеристике определяется, коэффициент кавитации $\sigma = 0,41$.

Высота отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{526,43}{900} - 0,41 \cdot 27,83 - 1,5 + 0 = -3,17 \text{ м}.$$

Отметка установки рабочего колеса:

$$\nabla Z_{р.к} = 526,43 - 3,17 = 523,26 \text{ м}.$$

- 2) Работа одного агрегата с расчётной мощностью при $H_{расч}$:

Пересчет расхода с модели на натуру:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{расч}} = 1,48 \cdot 5,3^2 \cdot \sqrt{24,83} = 207,15 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.20)$$

По кривой связи нижнего бьефа для летних расходов определяется отметка $Z_{НБ}(Q_{НБ})$, которая равняется 526,62 м. По главной универсальной характеристике определяется, коэффициент кавитации $\sigma = 0,55$.

Высота отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{526,62}{900} - 0,55 \cdot 24,83 - 1,5 + 0 = -5,41 \text{ м.}$$

Отметка установки рабочего колеса:

$$\nabla Z_{р.к} = 526,62 - 5,41 = 521,21 \text{ м.}$$

3) Работа одного агрегата при H_{\min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения

Пересчет расхода с модели на натуру:

$$Q = Q'_1 \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max}} = 1,47 \cdot 5,3^2 \cdot \sqrt{23,99} = 202,24 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.21)$$

По кривой связи нижнего бьефа для летних расходов определяется отметка $Z_{НБ}(Q_{НБ})$, которая равняется 526,61 м. По главной универсальной характеристике определяется, коэффициент кавитации $\sigma = 0,55$.

Высота отсасывания:

$$H_s = 10,33 - \frac{526,61}{900} - 0,545 \cdot 23,99 - 1,5 + 0 = -4,83 \text{ м.}$$

Отметка установки рабочего колеса:

$$\nabla Z_{р.к} = 526,61 - 4,83 = 521,78 \text{ м.}$$

В таблице 3.5 представлены результаты расчета высоты отсасывания для выбранных диаметров гидротурбин.

Таблица 3.5 – Результаты расчета высоты отсасывания для выбранных диаметров гидротурбин ПЛ30а – В, ПЛ30б – В

Тип турбины	ПЛ30а – В			ПЛ30б – В	
	5,3	5,6	6,3	5	5,3
$H_s (H_{\max}), \text{ м}$	-3,17	-1,6	-4	-3,58	-0,94
$H_s (H_p), \text{ м}$	-5,41	-2,43	-7,28	-6,66	-3,55
$H_s (H_{\min}), \text{ м}$	-4,83	-1,95	-6,75	-5,67	-3,03
$\nabla Z_{р.к.} (H_{\max}), \text{ м}$	523,26	524,75	522,76	522,85	525,5
$\nabla Z_{р.к.2} (H_p), \text{ м}$	521,21	523,94	519,58	519,97	523,07
$\nabla Z_{р.к.3} (H_{\min}), \text{ м}$	521,78	524,41	520,1	520,94	523,58

Сопоставление выбранных гидротурбин различных диаметров представлено в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Сравнение турбин

Тип турбины	ПЛ30а– В			ПЛ30б – В	
D ₁ , м	5,3	5,6	6,3	5	5,3
η, о.е.	0,928	0,929	0,93	0,924	0,924
Z _а , шт	3	3	2	3	3
N _{агр} , МВт	49	49	73,5	49	49
∇Z _{р.к} , м	521,21	523,94	519,58	519,97	523,07
H _s , м	-5,41	-2,43	-7,28	-6,66	-3,55

Сравнив различные гидротурбины, была принята гидротурбина ПЛ30а – В – 560, так как этот вариант соответствует заданным условиям:

- высота отсасывания наименьшая из вариантов;
- значение КПД в расчетной точке велико;
- диаметр рабочего колеса не велик;
- небольшое количество гидроагрегатов.

Зона работы турбины ПЛ30а-В-560 на главной универсальной характеристике представлена на рисунке Б.1 приложения Б.

3.2 Выбор основного и вспомогательного оборудования

3.2.1 Выбор типа серийного гидрогенератора

Для выбора гидрогенератора использованы значения синхронной частоты вращения и номинальной мощности выбранной турбины.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_{\text{агр}}}{\cos\varphi} = \frac{49}{0,8} = 61,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (3.22)$$

где $\cos\varphi = 0,8$ – коэффициент мощности гидрогенератора.

Число пар полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{115,4} = 52, \quad (3.23)$$

где f – частота переменного тока сети;

n_c – синхронная частота вращения.

Для выбранной турбины выбран гидрогенератор СВ-840/150-52.

3.2.2 Расчет на прочность вала гидроагрегата и подшипника гидротурбины

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. При расчете вала на прочность учитывают совместное влияние скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Крутящий момент на валу:

$$M_{кр} = 0,00974 \cdot \frac{N_{агр}}{n_c} = 0,00974 \cdot \frac{49000}{115,4} = 4,14 \text{ МН} \cdot \text{м}. \quad (3.24)$$

Предварительный наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left(\frac{5,1 \cdot 4,14}{32,5} \right)^{0,33} = 0,87 \text{ м}, \quad (3.25)$$

где $[\tau_{доп}] = 32,5$ – допустимое скручивающее усилие на валу.

Наружный диаметр вала принимаем $D_B = 0,9$ м.

В разделе представлен расчет направляющего подшипника сегментного вида, так как при предварительном расчёте подошли оба вида подшипников, но сегментный по сравнению с кольцевым более прост в установке и эксплуатации.

При расчете подшипника определяем его размеры и проверяем на работоспособность. Диаметр вала под подшипником $d_{п}$, принят на 20 мм больше D_B , таким образом $d_{п} = 0,902$ м.

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{рад} = \frac{0,8 \cdot N_{агр}}{n_c \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 49000}{115,4 \cdot 5,6} = 60,66 \text{ кН}. \quad (3.26)$$

Высоту подшипника $h_{п}$ при диаметре вала равном 900 мм, принимается равным 400 мм, а число сегментов $Z_{сегм} = 8$.

Усилие на более нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{рад}}{1 + 2 \cos \alpha + 2 \cos 2\alpha} = \frac{60,66}{(1 + 2 \cos(45^\circ) + 2 \cos(90^\circ))} = 52,54 \text{ кН}, \quad (3.27)$$

где α – центральный угол расположения сегментов, определяется по формуле:

$$\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{сегм}} = \frac{360}{8} = 45^\circ. \quad (3.28)$$

Длина сегмента в окружном направлении:

$$l_{сегм} = \frac{(0,85 - 0,90) \cdot \pi \cdot d_{п}}{Z_{сегм}} = \frac{0,87 \cdot \pi \cdot 0,902}{8} = 0,308 \text{ м}. \quad (3.29)$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{l_{сегм} \cdot h_{п}} = \frac{60,66}{0,308 \cdot 0,4} = 492 \text{ кПа.} \quad (3.30)$$

Допустимое удельное давление:

$$[p_{уд}] = 50 \cdot \frac{\pi \cdot n_c \cdot d_{п}}{30} = 50 \cdot \frac{\pi \cdot 115,4 \cdot 0,902}{30} = 545 \text{ кПа.} \quad (3.31)$$

$p_{уд} \leq [p_{уд}]$, условие выполняется, значит, выбираем сегментный подшипник.

3.2.3 Выбор типа маслонапорной установки

Маслонапорная установка (МНУ) – один из наиболее крупных элементов системы регулирования гидротурбин, она необходима для создания давления масла в системе регулирования, которая осуществляет поворот лопаток направляющего аппарата и лопастей рабочего колеса. Её габаритные размеры определяются объёмом масловоздушного котла, зависящего от суммарного объёма сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме Я.Л. Духовного и Л.М.Шифрина для турбины ПЛЗ0а – В определяется тип маслонапорной установки: МНУ8/1-40-8-2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором, вместимостью 8 м³, состоящая из двух сосудов на давление 4 МПа, имеющим сливной бак вместимостью 8 м³ с двумя насосами.

3.2.4 Выбор электрогидравлического регулятора

Так как турбина поворотной-лопастная, то выбираем ЭГРК (для ГА с двумя регулирующими органами и комбинатором). Выбран регулятор ЭГРК–2И1–100–4. Диаметр главного золотника 100 мм.

3.3 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры

По данным модельных испытаний турбины подобной ПЛЗ0а-В-560 принимается бетонная трапециевидальная спиральная камера с углом охвата 210°.

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{вх} = 1,789 \cdot D_1 = 1,789 \cdot 5,6 = 10,02 \text{ м.} \quad (3.32)$$

По справочным данным в соответствии с $D_1=5,6$ м, выбраны основные размеры статора:

Диаметр расположения входных кромок статора, $D_a = 8,71$ м;

Диаметр расположения выходных кромок статора, $D_b = 7,59$ м.

Высота направляющего аппарата определяется по главной универсальной характеристике:

$$b_0 = 0,4 \cdot D_1 = 0,4 \cdot 5,6 = 2,24 \text{ м.} \quad (3.33)$$

Высота статора:

$$b_{ст} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 2,24 + 0,0033 \cdot 5,6 = 2,26 \text{ м.} \quad (3.34)$$

Полный расход через турбину при расчетных значениях мощности и напора:

$$Q_T = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{опт}} = \frac{49000}{9,81 \cdot 24,83 \cdot 0,907} = 221,8 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.35)$$

Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_T \cdot \varphi}{360} = \frac{221,8 \cdot 210}{360} = 129,4 \text{ м}^3/\text{с.} \quad (3.36)$$

Площадь входного сечения:

$$F_{вх} = \frac{Q_i}{v_{вх}} = \frac{129,4}{4,2} = 30,8 \text{ м}^2, \quad (3.37)$$

где $v_{вх} = 4,2$ м/с – допустимая скорость во входном сечении.

Ширина входного сечения:

$$a_{вх} = r_{вх} - r_a = 10,02 - 4,36 = 5,66 \text{ м.} \quad (3.38)$$

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$F_{вх} = b_0 \cdot (r_a - r_b) + (r_{вх} - r_a) \cdot b_{вх} - \frac{(b_{вх} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ. \quad (3.39)$$

Решив квадратное уравнение, определено значение $b_{вх} = 5,46$ м. Результаты расчета спиральной камеры представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Расчет спиральная камера

Величина	Сечение											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
r_i	10,02	9,45	8,89	8,32	7,76	7,19	6,62	6,06	5,49	4,93	4,36	3,80
b_i	5,46	5,14	4,82	4,50	4,17	3,85	3,53	3,21	2,89	2,57	2,24	1,92
r_k	5,22	5,13	5,05	4,96	4,87	4,79	4,70	4,61	4,53	4,44	4,36	4,27
r_k/r_a	1,20	1,18	1,16	1,14	1,12	1,1	1,08	1,06	1,04	1,02	1,00	0,98
$\ln(r_k/r_a)$	0,18	0,16	0,15	0,13	0,11	0,09	0,08	0,06	0,04	0,02	0,00	-0,02

Продолжение таблицы 3.7

Величина	Сечение											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
$\ln(r_i/r_a)$	0,83	0,77	0,71	0,65	0,58	0,5	0,42	0,33	0,23	0,12	0,00	-0,14
r_i/r_a	2,30	2,17	2,04	1,91	1,78	1,65	1,52	1,39	1,26	1,13	1,00	0,87
$b \cdot \ln(r_i/r_a)$	4,55	3,98	3,44	2,91	2,41	1,93	1,48	1,06	0,67	0,32	0,00	-0,26
$r_k \cdot ctgy$	19,48	19,15	18,83	18,51	18,19	17,87	17,54	17,22	16,9	16,58	16,26	15,93
$r_k \cdot ctgy \cdot \ln(r_k/r_a)$	3,52	3,15	2,77	2,41	2,05	1,69	1,34	1	0,66	0,33	0	-0,32
m_i	3,22	2,9	2,58	2,26	1,93	1,61	1,29	0,97	0,65	0,33	0	-0,32
J_i	4,56	4,05	3,55	3,07	2,61	2,16	1,74	1,34	0,97	0,62	0,31	0,04
Φ_{i_i}	210	186,4	163,5	141,4	120	99,61	80,11	61,69	44,48	28,63	14,34	1,88
a_i	5,66	5,1	4,53	3,97	3,4	2,83	2,27	1,7	1,14	0,57	0,01	-0,56

По рассчитанным промежуточным сечениям спиральной камеры построен график $\varphi_{сп} = f(r_i)$ представленный на рисунке 3.2.

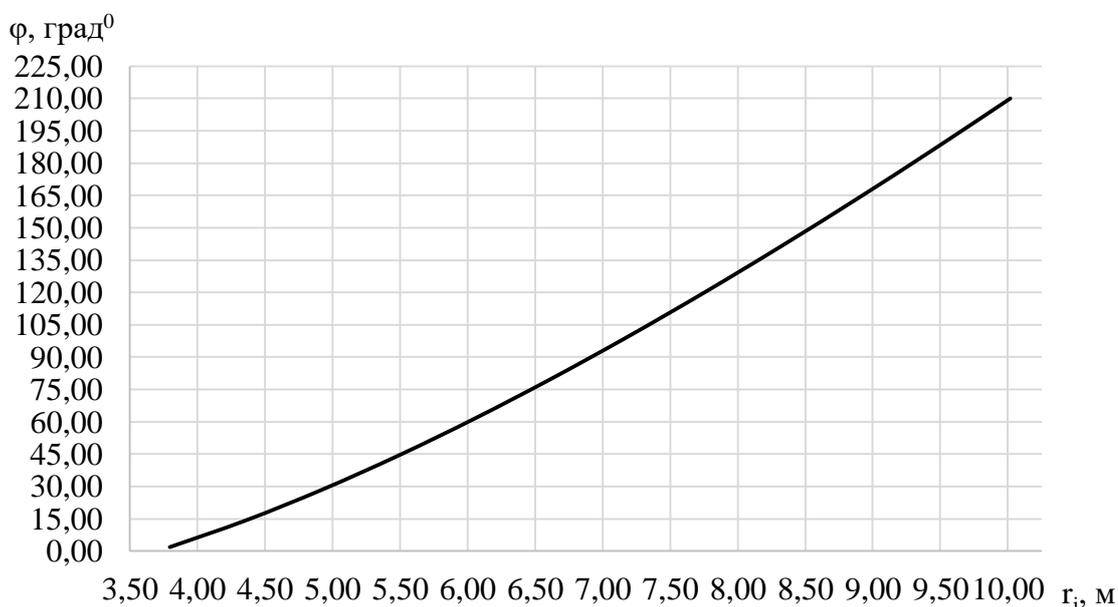


Рисунок 3.2 – График $\varphi_{сп} = f(r_i)$

Для построения плана спирали угол охвата спиральной камеры разбивается через интервалы 15° и находятся радиусы сечений спиральной камеры. Результаты расчетов представлены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Радиусы сечений спиральной камеры

φ , град ⁰	0	15	30	45	60	75	90	105
r_i , м	3,8	4,4	5,01	5,55	6,04	6,5	6,95	7,35
φ , град ⁰	120	135	150	165	180	195	210	
r_i , м	7,78	8,18	8,57	8,94	9,31	9,66	10	

Ширина подвода B' определяется по главной универсальной характеристике:

$$B' = 2,885 \cdot D_1 = 2,885 \cdot 5,6 = 16,16 \text{ м.} \quad (3.40)$$

Так как ширина подвода больше 7 м, поэтому устанавливается промежуточный бычок, толщина которого определяется по формуле:

$$b = 1 + \frac{Q_T}{400} = 1 + \frac{221,8}{400} = 1,55 \text{ м.} \quad (3.41)$$

Тогда ширина подвода с учетом промежуточного бычка:

$$B = B' + b = 16,16 + 1,55 = 17,71 \text{ м.} \quad (3.42)$$

По полученным данным строится план бетонной спиральной камеры, представленный на рисунке 3.3.

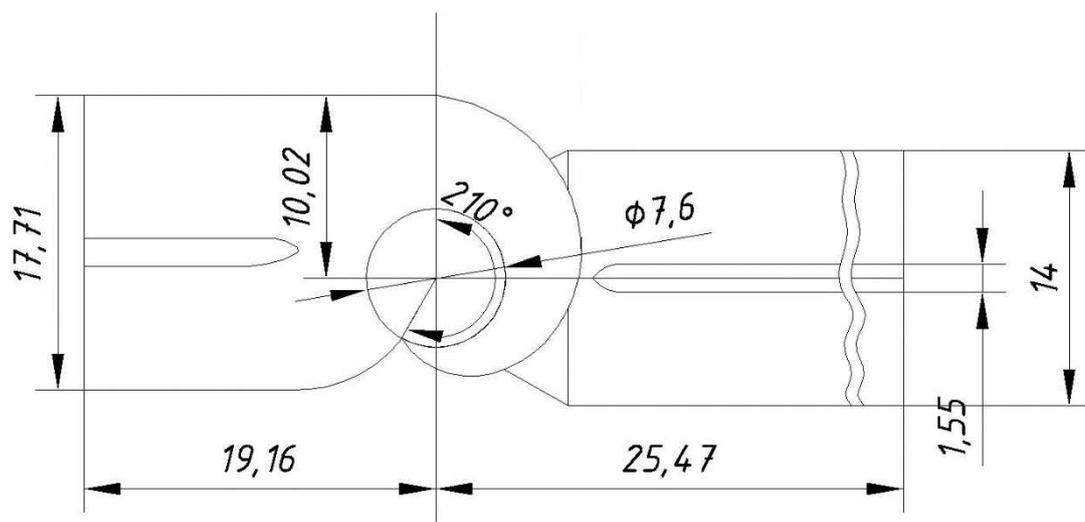


Рисунок 3.3 – План спиральной камеры турбины ПЛ30а-В-560

4 Электрическая часть

4.1 Исходные данные

Данные числа, мощности генераторов, системы и линии представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные числа, мощности генераторов и системы

Генераторы			Система		
Число и мощность, шт×МВт	U _{ном} , кВ	cos φ _{ген} , о.е.	U _{ном} , кВ	S _{к.з.} , МВ·А	L _{лин} , км
3×50	10,5	0,8	220	150	60

- Коэффициент мощности системы $\cos \varphi_c = 0,85$.
- Время использования установленной мощности $T_{\max} = 4000$ ч/год.
- Мощность собственных нужд ГЭС $P_{с.н.} = 0,01 \cdot P_{уст.ГЭС}$.
- Коэффициент мощности собственных нужд равен коэффициенту мощности генераторов $\cos \varphi_{с.н.} = \cos \varphi_{ном}$.
- Подстанция «Чадан», изолированная энергосистема.

4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединений – один из самых важных этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит надежность работы электроустановок, ее экономичность, оперативная гибкость, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность дальнейшего расширения.

На карте энергосистемы Республики Тыва самой ближайшей подстанцией оказалась ПС «Чадан» 220/110/35 кВ на расстоянии 60 км от проектируемого гидроузла.

Для рассмотрения принимаются два варианта схем: схема с одиночными блоками и комбинированными блоками.

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

4.3 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.3.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

На рисунке 4.1 представлена структурная схема проектируемой ГЭС с одиночными блоками.

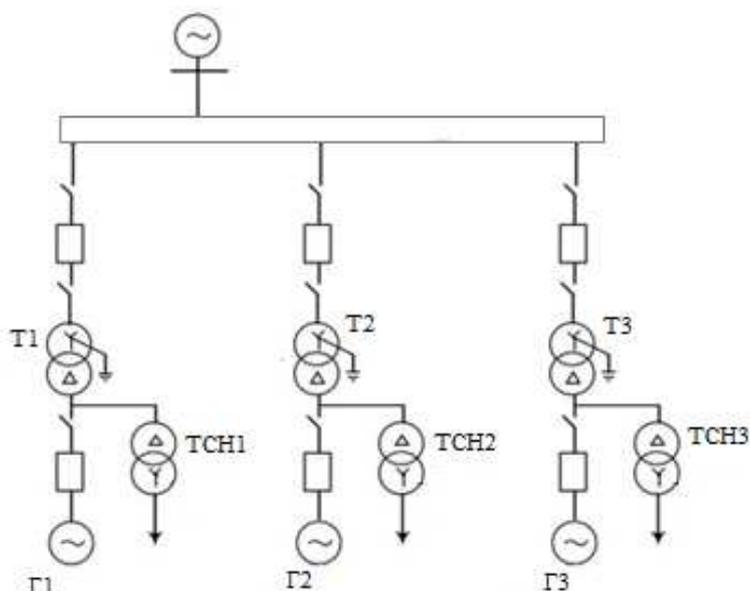


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными блоками

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

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора, то есть нагрузки собственных нужд.

Расчетная мощность повышающего трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ген.ном}} - P_{\text{с.н.ген}}}{\cos\varphi_{\text{ген}}} = \frac{50 - 0,5}{0,8} = 61,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где $P_{\text{с.н.ген}}$ – активная нагрузка собственных нужд.

По каталогу ООО "Тольятинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-80000/220-У1. Паспортные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ 80000/220–У1

$S_{\text{Т.ном}}$, МВА	$U_{\text{Н}}$, кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
80	242	10,5	11	320	105	0,6

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок T_{max} , находим время максимальных потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405,3 \text{ ч.} \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8278,5, \quad (4.3)$$

где $\mu=1$ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;
 $T_{\text{пл}}=30$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;
 $\omega=0,025$ – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;
 $T_{\text{в}}=60$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,105 \cdot 8729 = 916,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч}. \quad (4.4)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{т.ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,32}{1} \cdot \left(\frac{61,9}{80} \right)^2 \cdot 2405,3 = 460,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного блока:

$$И = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{xx}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{н}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 916,5 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 460,4 = 9,643 \text{ тыс. руб}, \quad (4.6)$$

где $\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2}$ – тарифная ставка в режиме холостого хода;
 $\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2}$ – тарифная ставка в режиме короткого замыкания.
 Величина издержек для схемы с одиночными блоками:

$$И_{(3)} = И \cdot 3 = 9,643 \cdot 3 = 28,9 \text{ тыс. руб}. \quad (4.7)$$

4.3.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с комбинированными блоками

На рисунке 4.2 представлена структурная схема проектируемой ГЭС комбинированными блоками.

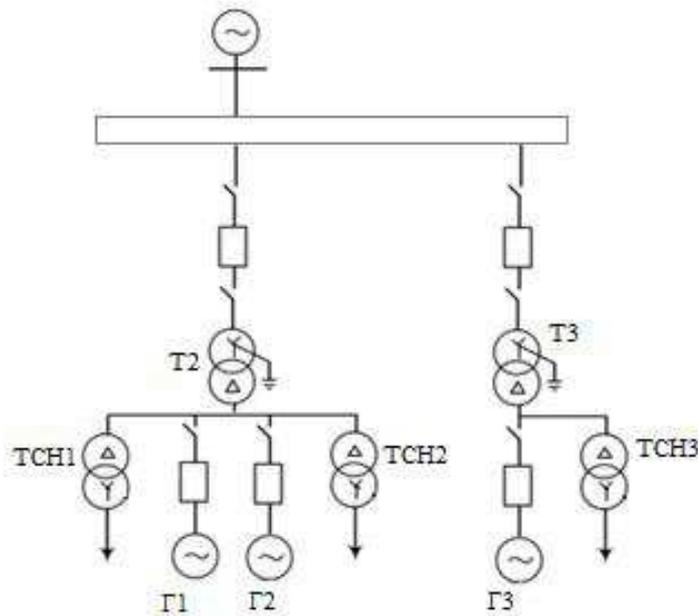


Рисунок 4.2 – Схема с комбинированными блоками

Схема с комбинированными блоками состоит из одного объединенного блока и одного одиночного блока. Таким образом, производится расчет для объединенного блока.

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора, то есть нагрузки собственных нужд.

Расчетная мощность повышающего трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{(P_{\text{ген.ном}} - P_{\text{с.н.ген}})}{\cos\varphi_{\text{ген}}} = 2 \cdot \frac{(50 - 0,5)}{0,8} = 123,8 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.8)$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-125000/220-У1. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-125000/220-У1

$S_{\text{Т.ном}}$, МВА	$U_{\text{Н}}$, кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
125	230	10,5	11	380	135	0,5

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,135 \cdot 8729 = 1178,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.9)$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Т.ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,38}{1} \cdot \left(\frac{111,4}{125} \right)^2 \cdot 2405,3 = 895,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч.} \quad (4.10)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для объединенного блока:

$$I^0 = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{хх}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{н}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 1178,3 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 895,8 = 15,132 \text{ тыс. руб.} \quad (4.11)$$

Величина издержек для схемы с комбинированными блоками:

$$I_{(2)} = I^y + I = 15,132 + 9,643 = 24,8 \text{ тыс. руб.} \quad (4.12)$$

4.3.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Для рассматриваемых схем выбираем одинаковые трансформаторы собственных нужд, так как количество и мощность трансформаторов одинакова в обеих схемах.

Согласно СТО, в распределительных сетях собственных нужд, рекомендуется применять трансформаторы с сухой изоляцией, а также должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания.

Расчетная мощность трансформатора собственных нужд;

$$S_{\text{с.н}} = 0,01 \cdot \frac{P_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}}{2 \cdot n_{\text{агр}} \cdot \cos \varphi_{\text{ген}}} = 0,01 \cdot \frac{147}{6 \cdot 0,8} = 306 \text{ кВ} \cdot \text{А}, \quad (4.13)$$

где $n_{\text{агр}}$ – число гидрогенераторов ГЭС.

Выбран трансформатор ТСЗ-400/10/0,4 производства «СвердловЭлектроЩит». Паспортные данные трансформатора приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Паспортные данные трансформатора ТСЗ–400/10/0,4

$S_{\text{ном}}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{к}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$	
0,4	10	0,4	3,5

4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}} - P_{\text{с.н}}}{\cos \varphi_{\text{ген}}} = \frac{147 - 1,47}{0,8} = 183,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.14)$$

Натуральная мощность воздушной линии для номинального напряжения 220 кВ $P_{\text{нат}}=135$ МВт, коэффициент приведения натуральной мощности линии электропередач $K=1,2$.

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{(k \cdot P_{\text{нат}} / \cos \varphi_c)} + 1 = \frac{183,8}{(1,2 \cdot 135 / 0,85)} + 1 = 1,96 \approx 2, \quad (4.15)$$

где k – коэффициент приведения натуральной мощности линии электропередач;

$P_{\text{нат}}$ – Натуральная мощность воздушной линии для номинального напряжения 220 кВ.

Рабочий ток линии 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{183,8}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,241 \text{ кА}. \quad (4.16)$$

Расчётный ток линии 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1 \cdot 0,241 = 0,253 \text{ кА}, \quad (4.17)$$

где $\alpha_{\text{T}} = 1,05$ – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

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

Сечение провода:

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j} = \frac{0,253}{1,1} = 230,2 \text{ мм}^2, \quad (4.18)$$

где $j = 1,1$ – плотность тока.

По полученному значению сечения выбираем стандартный провод марки АС – 240/32. Допустимый ток $I_{\text{доп}}=0,605$ кА.

Проводится проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{183,8}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,482 \text{ кА}. \quad (4.19)$$

Таким образом, аварийный ток меньше допустимого следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева. Основные параметры провода АС–240/32 приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры провода марки АС–240/32

Число проводов в фазе, шт	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , См/км
1	0,118	0,435	$2,604 \cdot 10^{-6}$

4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Проводится расчет для схемы с одиночными блоками и комбинированными блоками.

1) Для схемы с одиночными блоками

Число ячеек КРУЭ:

$$t = n_{л} + n_{блок} + 1 = 2 + 3 + 1 = 6, \quad (4.20)$$

где $n_{блок}$ – количество блоков в схеме.

Капитальные вложения:

$$K = n_T \cdot K_T + m \cdot K_{T_{с.н}} + t \cdot K_{круэ} = 3 \cdot 51 + 5 \cdot 0,7 + 6 \cdot 10 = 216,5 \text{ млн. руб.}, \quad (4.21)$$

где n_T – число силовых трансформаторов;

K_T – стоимость силового трансформаторов;

m – число трансформаторов собственных нужд;

$K_{T_{с.н}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд;

$K_{круэ}$ – стоимость ячейки КРУЭ.

Полные приведенные затраты:

$$Z_1 = E_H \cdot K + И = 0,15 \cdot 216,5 + 0,0289 = 32,5 \text{ млн. руб.}, \quad (4.22)$$

где $E_H=0,15$ – нормативный коэффициент.

2) Для схемы с комбинированными блоками

Число ячеек КРУЭ:

$$t = n_{л} + n_{блок} + 1 = 2 + 2 + 1 = 5. \quad (4.23)$$

Капитальные вложения:

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{T_{с.н}} + t \cdot K_{круэ} = 51 + 102 + 5 \cdot 0,7 + 5 \cdot 10 = 207 \text{ млн. руб.} \quad (4.24)$$

Полные приведенные затраты:

$$Z_2 = E_H \cdot K + И = 0,15 \cdot 207 + 0,0248 = 31,1 \text{ млн. руб.} \quad (4.25)$$

Рассчитаем разницу между вариантами по следующей формуле:

$$\Delta = \frac{3_1 - 3_2}{3_1} \cdot 100\% = \frac{32,5 - 31,1}{32,5} \cdot 100\% = 4,3\%, \quad (4.26)$$

Сравнив экономические показатели двух вариантов блочных схем делаем вывод, что два варианта являются экономически равноценными, так как разность между двумя вариантами составила не более 5 %, и выбирать схему необходимо из технических соображений.

Станция имеет три генератора, значит, правильнее будет выбрать схему с одиночными блоками, так как при выведении одного блока, в аварийном режиме и при ремонтах станция продолжит снабжать электроэнергией потребителей, тем самым повышается надежность по сравнению со схемой с комбинированными блоками. Таким образом, выбираем схему с одиночными блоками.

4.6 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Выбранная главная схема ГЭС содержит пять присоединений к распределительному устройству (сокращенно РУ) 220 кВ. Для данного класса напряжения РУ и числа присоединений выбираем вариант с двумя рабочими системами шин. Выбранная схема, представлена на рисунке 4.3.

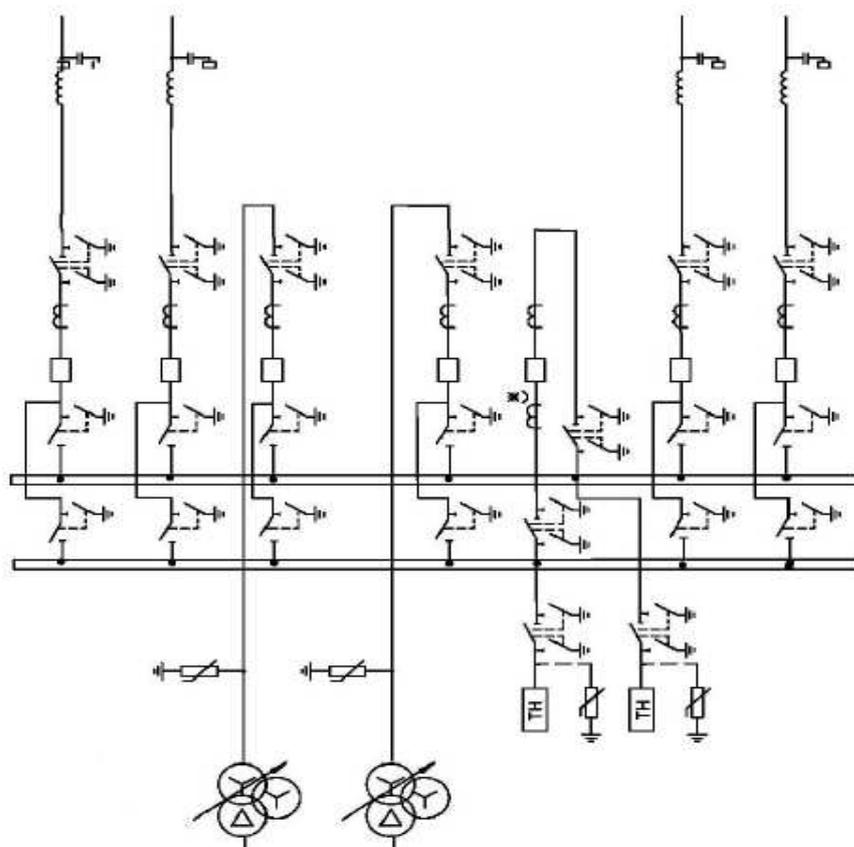


Рисунок 4.3 – Схема распределительного устройства 220 кВ

4.7 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного комплекса «RastrWin»

4.7.1 Расчет исходных данных

Рассчитываются индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронный генератор:

$$x_{\Gamma} = x_{d}'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,2 \cdot \frac{10,5^2}{62,5} = 0,353 \text{ Ом.} \quad (4.27)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генератора:

$$E_{\Gamma} = E_{*}'' \cdot U_{\text{б}} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,865 \text{ кВ.} \quad (4.28)$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$x_{\text{T}} = \frac{U_{\text{К\%}} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 80} = 80,52 \text{ Ом.} \quad (4.29)$$

Система:

$$x_{\text{С}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{230^2}{150} = 352,667 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{\text{Л}} = x_{0,\text{УД}} \cdot l = 0,435 \cdot 60 = 26,1 \text{ Ом.} \quad (4.31)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{\text{С}} = E_{* \text{С}} \cdot U_{\text{б1}} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ.} \quad (4.32)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{\text{T}} = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{242} = 0,043. \quad (4.33)$$

Далее определяются активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах:

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{T_{\text{аГ}} \cdot \omega} = \frac{0,353}{0,045 \cdot 314} = 0,025 \text{ Ом,} \quad (4.34)$$

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{352,667}{0,035 \cdot 314} = 32,09 \text{ Ом}, \quad (4.35)$$

$$r_l = r_{0,уд} \cdot l = 0,118 \cdot 60 = 7,08 \text{ Ом}, \quad (4.36)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_0^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{320 \cdot 242^2}{80^2} = 2,93 \text{ Ом}. \quad (4.37)$$

4.7.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчетов токов короткого замыкания на сборных шинах и на генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»

На рисунке 4.4 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.6 представлены исходные данные по генераторам.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_...	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Генератор - 1		10				
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Генератор - 2		10				
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Генератор - 3		10				
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Блок - 1		10				
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Блок - 2		10				
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Блок - 3		10				
7	<input type="checkbox"/>			у	7	КРУЭ		230				
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Система		230				

Рисунок 4.4 – Узлы

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Кт/л	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	4		Генератор - 1 - Блок - 1						
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	5		Генератор - 2 - Блок - 2						
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	6		Генератор - 3 - Блок - 3						
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	7		Блок - 1 - КРУЭ	2,93	80,52				0,043
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	7		Блок - 2 - КРУЭ	2,93	80,52				0,043
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	7		Блок - 3 - КРУЭ	2,93	80,52				0,043
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	7	8		КРУЭ - Система	7,08	26,10				

Рисунок 4.5 – Ветви

	S	s0	N agr	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Генератор - 1	1	0,025	0,353	0,025	0,35	0,025	0,35	11,865
2			2	Генератор - 2	2	0,025	0,353	0,025	0,35	0,025	0,35	11,865
3			3	Генератор - 3	3	0,025	0,353	0,025	0,35	0,025	0,35	11,865
4			4	Система	8	32,090	352,667	32,090	352,67	32,090	352,67	230,000

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

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

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1	1	1	1	3ф	7			6,2536	-87,70

Рисунок 4.7 – Результат расчета токов трехфазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0
1	1	1	1	1ф	7			3,1201	-87,69			3,1201	-87,69			3,1201	-87,69

Рисунок 4.8 – Результат расчетов токов однофазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1
1	1	1	1	3ф	1			19,4189	-85,95

Рисунок 4.9 – Результат расчетов токов трёхфазного КЗ

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

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	i_y
1ф	7	9,36	14,56
3ф	7	6,25	9,72
3ф	1	19,42	30,21

4.8 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

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

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

$$I_{\Gamma, \text{рабmax}} = 1,05 \cdot I_{\Gamma, \text{НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}U_{\text{н.н}}} = 1,05 \cdot \frac{62,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3,6 \text{ кА.} \quad (4.38)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{\text{тр-ра}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{т,НОМ}(-5\%)}} = \frac{80 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 229,9 \cdot 10^3} = 200,9 \text{ А.} \quad (4.39)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи 220 кВ с системой:

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н.н}}} = \frac{183,8 \cdot 10^6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 241,1 \text{ А.} \quad (4.40)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{183,8 \cdot 10^6}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 482,2 \text{ А.} \quad (4.41)$$

4.9 Выбор и проверка электрооборудования

4.9.1 Выбор генераторных выключателей и разъединителей

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

- 1) $U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ.с}}$
- 2) $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб,max}}$
- 3) $V_{\text{к,норм}} \geq V_{\text{к,расч}}$

Выбираем вакуумный выключатель ВГГ–10 производства ООО «Высоковольтный союз» для генераторного напряжения. Разъединитель РВРЗ–10/4000 МУЗ производства ЗАО «ЗЭТО». Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Каталожные данные и проверка генераторного выключателя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-10	Разъединитель РВРЗ – 10/4000 МУЗ
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 3,6 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 5 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 4 \text{ кА}$
$I_{\text{п0}} = 19,42 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 63 \text{ кА}$	$i_{\text{терм.ст}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{y}} = 30,21 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ кА}$	$I_{\text{эл.дин.ст}} = 125 \text{ кА}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) = 19,42^2 \cdot (0,08 + 0,01) = 34 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.9.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТОЛ-10-М-2, производитель ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» Проверка трансформатора тока ТОЛ-10-М-2 представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Проверка трансформатора тока ТОЛ-10-М-2

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{T}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{Г.раб}} = 3,6 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 4 \text{ кА}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10, производитель ОАО «Элетроцит Самара». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10 представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{T}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$

4.9.3 Выбор генераторного анализатора и синхронизатора

Выбран, микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3, производитель ООО «АСУ-ВЭИ». АС-М3 предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе П по ГОСТ 15150.16.

Выбран анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект».

Выбран АПКЭ-1, предназначенный для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

Приборы, устанавливаемые в цепях генератора, представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Основные параметры приборов, устанавливаемых в цепях генератора

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АС-М3	RS485	0,5	10

4.9.4 Выбор электрооборудования на напряжение класса 220 кВ

Было выбрано КРУЭ серии ЯГГ–220 производства АО ВО «Электроаппарат». Основными элементами данного распределительного устройства являются: выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения, которые находятся в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом. Основные паспортные данные ячейки КРУЭ ЯГГ–220 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Паспортные данные ячейки КРУЭ ЯГГ–220

Параметры	Расчетные данные	ЯГГ-220
Номинальное рабочее напряжение, кВ	220	до 252
Ток максимальный рабочий, кА	0,241	до 3,15
Ток КЗ, кА	9,36	до 50
Ударный ток, кА	14,56	до 125

4.10 Выбор вспомогательного электрооборудования

Согласно ПУЭ, трансформаторы со всех сторон должны защищаться ограничителями перенапряжений. В цепи напряжения 220 кВ выбран ОПН–П1–220/163/10/2УХЛ1 (П – полимерная изоляция покрышки; 220 – наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ; 163 – номинальный разрядный ток, кА; 2 – класс пропускной способности ограничителя) производитель ЗАО «ЗЭТО», в цепи генераторного напряжения 10,5 кВ выбран ОПН–П–10/12,7 УХЛ1 производитель ЗАО «ЗЭТО».

Выбирается дизельная генераторная установка (ДГУ), исходя из обеспечения работы системы пожаротушения, собственных нужд агрегата для его пуска в работу, общестанционных нужд станции, приводов затворов и других ответственных потребителей. Принимаем одну ДГУ ЭДБ-500-4 мощностью 500 кВт, производитель «Новосибирский завод генераторных установок».

5 Релейная защита и автоматика

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Параметры гидрогенератора, номинальные данные трансформатора ТДЦ-80000/220-У1 представлены соответственно в таблицах 5.1, 5.2.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип	СВ 840/150-52	
Мощность номинальная	Полная, МВА	62,5
	Активная, МВт	50
Номинальное напряжение, кВ	10,5	
Коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,8	
Частота вращения, об/мин	115,4	
Число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)	1	
Номинальный ток статора, А	3437	
Ток ротора при номинальной нагрузке, А	1115	
Индуктивное сопротивление по продольной оси	синхронное X_d , о.е.	0,8
	переходное $X'd$, о.е.	0,28
	сверхпереходное $X''d$, о.е.	0,2
Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о.е.	0,307	
Емкость обмотки статора, мкФ/фазу	0,8	

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора ТДЦ-80000/220-У1

Тип	ТДЦ-80000/220
Номинальная мощность	80 МВА
Номинальное напряжение	242/10,5
Напряжение короткого замыкания	11
Группа соединений	Y _n /Δ
Режим работы нейтрали	–

5.2 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ согласно мощности генератора, принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ 840/150–52–62,5 МВА:

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от асинхронного хода с потерей возбуждения;
- Защита от симметричной перегрузки обмотки статора;

- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
 - Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
 - Защита от длительной форсировки;
 - Защита ротора от замыканий на землю в одной точке;
 - Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.
- Защиты силового трансформатора ТДЦ-80000/220-У1:
- Продольная дифференциальная защита (от внутренних междуфазных повреждений и повреждений на выводах обмоток трансформатора));
 - Газовая защита (от внутренних повреждений);
 - Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
 - Защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения трансформатора);
 - Токовая защита обратной последовательности (от внешних несимметричных КЗ и перегрузок);
 - МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);
 - Контроль состояния и защиты высоковольтных выводов (КИВ – 220);
 - Защита от однофазных коротких замыканий на землю в сети 220кВ;
 - Контроль изоляции сети 10,5 кВ;
 - Защита от перегрузки (резервная защита).
- Защиты воздушных линий 220 кВ:
- Основные защиты:
- Дифференциально–фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);
- Резервные защиты:
- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
 - Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);
 - Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
 - УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).
- Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:
- Дифференциальная защита;
 - Газовая защита;
 - МТЗ на стороне 10,5 кВ;
 - Защита от перегрузки;
 - Защита устройств РПН.

5.3 Расчет номинальных токов

Номинальных ток генератора:

$$I_{Г,НОМ}^{(1)} = \frac{S_{НОМ.Г}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{62500}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3437 \text{ А}, \quad (5.1)$$

где $S_{НОМ}$ – номинальная полная мощность генератора;

$U_{НОМ}$ – номинальная напряжение генератора;

Номинальный ток генератора, приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{Г,НОМ}^{(2)} = \frac{I_{НГ}^{(1)} \cdot K_{СХ}}{K_{ТТ}} = \frac{3437 \cdot 1}{4000/5} = 4,3 \text{ А}, \quad (5.2)$$

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

$K_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне генераторного напряжения.

Для схемы возбуждения с вспомогательным генератором, мощность генератора возбуждения:

$$S_{НОМ,ВГ1} = \frac{I_{НОМ,РОТ}}{1,2255} \cdot U_{НОМ,РОТ} = \frac{1115}{1,2255} \cdot 290 = 263,85 \text{ кВА}. \quad (5.3)$$

Принимаем генератора возбуждения 300 кВА.

Выполним пересчет тока генератора возбуждения:

$$I_{НОМ,2} = \frac{S_{НОМ,ВГ1}}{U_{НОМ,РОТ}} = \frac{300}{290} = 1034 \text{ А}, \quad (5.4)$$

$$I_{НОМ,РОТ2} = \frac{I_{НОМ,2}}{U_{НОМ,РОТ}} = \frac{1034}{1000/5} = 5,17 \text{ А}. \quad (5.5)$$

5.4 Описание защит и выбор уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 3437 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{\text{ТТ}}=4000/5\text{А}$.

Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{\text{СР},0}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 3437 = 171,85 \text{ А}, \quad (5.6)$$

где $K_{\text{одн}} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформатора тока.
Уставка выбирается из следующего условия:

$$I_{\text{СР},0} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 2 \cdot 0,05 \cdot 3437 = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.7)$$

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

Исходя из вышеуказанного условия принимается уставка начального тока срабатывания:

$$I_{\text{СР},0} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 0,15 \cdot 3437 = 515,55 \text{ А}. \quad (5.8)$$

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

Максимальный ток через трансформаторы тока на линейных выводах при внешнем трехфазном КЗ в цепи генератора:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_{\text{д}}''}{x_{\text{д}}''} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,13}{0,2} \cdot 3437 = 19419,05 \text{ А}, \quad (5.9)$$

где $E_{\text{д}}''$ – сверхпереходное ЭДС генератора, 1,13;

$x_{\text{д}}''$ – сверхпереходное сопротивление генератора, 0,2.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{одн}} \cdot I_{\text{МАКС}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 19419,05 = 1941,91 \text{ А}, \quad (5.10)$$

где $K_{\text{АП}}$ – коэффициент апериодической составляющей равный 2.

Коэффициент торможения определяется из следующего условия:

$$K_{\text{Т}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{Т}}} = \frac{1941,91 \cdot 2}{19419,05} = 0,2, \quad (5.11)$$

где $K_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности, 2;

$I_{\text{Т}}$ – ток трехфазного КЗ на выводах генератора равный 19419,05 А.

Таким образом, коэффициент торможения принимается равным 0,35.

Уставка начального торможения выбирается исходя из условия (5.12) и равна:

$$I_{HT} = \frac{I_{CP.0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,35} = 0,43. \quad (5.12)$$

Далее рассчитывается тормозной ток В, определяющий точку излома характеристики срабатывания. При выборе уставки В должно выполняться следующее условие:

$$B \geq \frac{I_{CP.0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,35} = 0,43. \quad (5.13)$$

Принимаем типовое значение уставки равным $1,5I_{HT}$.

Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания:

$$I_{отс} = (2 \div 12) \cdot I_{НОМ} = 3 \cdot 3437 = 10311 \text{ А}. \quad (5.14)$$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты.

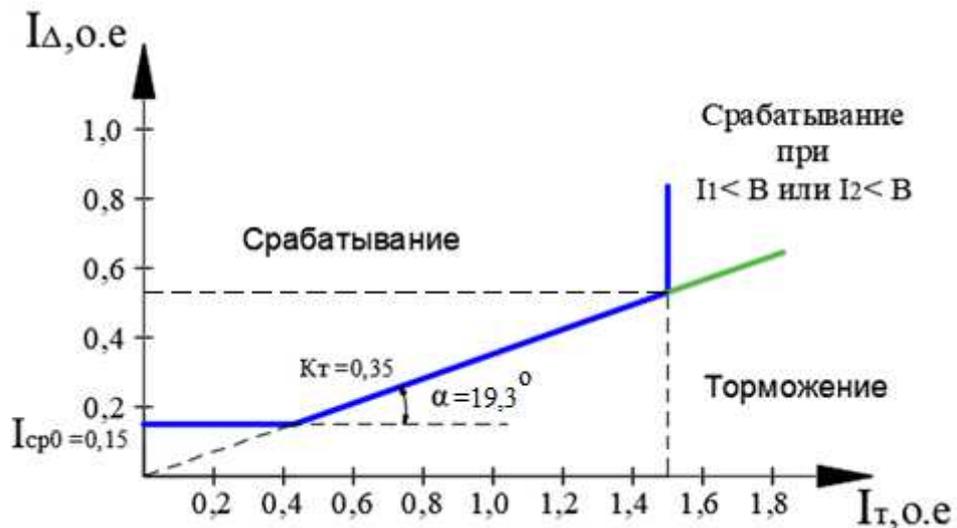


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ($U_N(U_0)$)

Данная защита выполняется с помощью двух органов напряжения.

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.

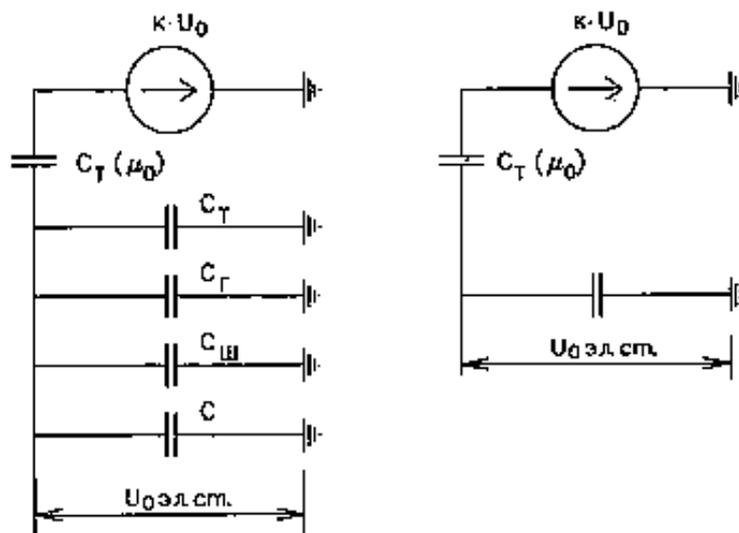


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения U_0 эл.ст

На рисунке 5.2 соответствующими буквенными значениями обозначены:

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

C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{Ш}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;

C – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{Ш} + C = 0,0073 + 0,8 + 0,008 + 0,25 = 1,065 \text{ мкФ.} \quad (5.15)$$

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

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,065} = 259,39 \text{ В}, \quad (5.16)$$

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

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

U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора, принимается равным:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}. \quad (5.17)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 1,065 = 6,08 \text{ А}. \quad (5.18)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{259,39}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3}}, \quad (5.19)$$

где $K_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности равный 1,5;

$n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации ТН;

$K_{\text{В}}$ – коэффициент возврата равный 0,95.

Принимаются следующие уставки:

- U_{01G} с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал;

- 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.

Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжение третьей гармоники и в нейтрали на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

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

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,313. \quad (5.20)$$

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

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

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

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

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.21)$$

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

Уставка $U_{1>}$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.22)$$

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

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

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

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах энергосистемы.

Защита следующие функциональные органы:

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

Уставка сигнального органа принимается равной $I_{2СИГН} = 0,07 \cdot I_H$.

2) Пусковой орган ($I_{2ПУСК}$) 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 $t_{\max} = 600 \text{ с}$.

Относительный ток обратной последовательности, при котором срабатывает защита:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21, \quad (5.23)$$

где A – параметр, заданный заводом-изготовителем;
 t – допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 .

Уставка в относительных единицах равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,17, \quad (5.24)$$

где K_H – коэффициент надежности равный 1,3.
 Уставка в именованных единицах равна:

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 3437 = 516 \text{ А}. \quad (5.25)$$

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

$$t_{\text{Доп}} = \frac{A}{I_{*2\text{ПУСК}}^2} = \frac{30}{0,17^2} \approx 1008 \text{ с}. \quad (5.26)$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{30}{(I_{*2})^2}. \quad (5.27)$$

Отсюда:

$$I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}} = 30 = A_{\text{ИО}}. \quad (5.28)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	30	83	120	188	333	750

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

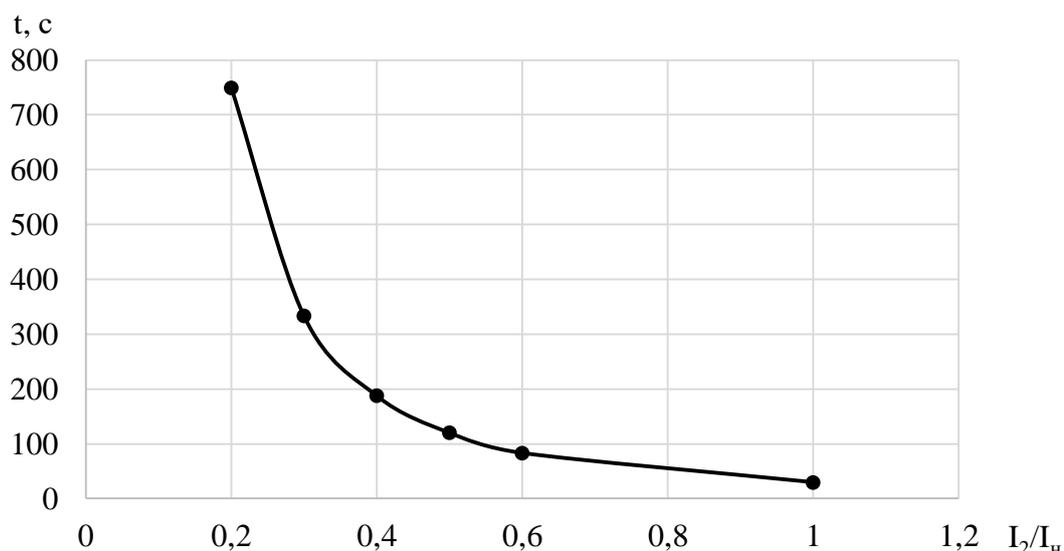


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 20 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 750 \text{ с}$.

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных коротких замыканиях на шинах ВН блока:

$$I_{2C.3} \leq \frac{I_2^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (x_{\text{дВН}}'' + x_{\text{л}} + x_{\text{T}})} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (106,24 + 0,028 + 0,09)} = 0,0036 \text{ о. е.}, \quad (5.29)$$

где $x_{\text{д}}''$ – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;
 x_{T} – сопротивление обратной последовательности генератора;
 x_{T} – сопротивление трансформатора в относительных единицах.
Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C.3} = I_{2C.3}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,0036 \cdot 2 \cdot \frac{242}{10,5} = 0,17 \text{ о. е.} \quad (5.30)$$

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

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}} = 1,07 \cdot 3437 = 3667,59 \text{ А}, \quad (5.31)$$

где $K_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности равный 1,05;

$K_{\text{В}}$ – коэффициент возврата равный 0,98.

Выдержка времени $t = 9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}} = 1,1 \cdot 3437 = 3780,7 \text{ А}. \quad (5.32)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Интегральная перегрузочная характеристика обмотки статора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки, с	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

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

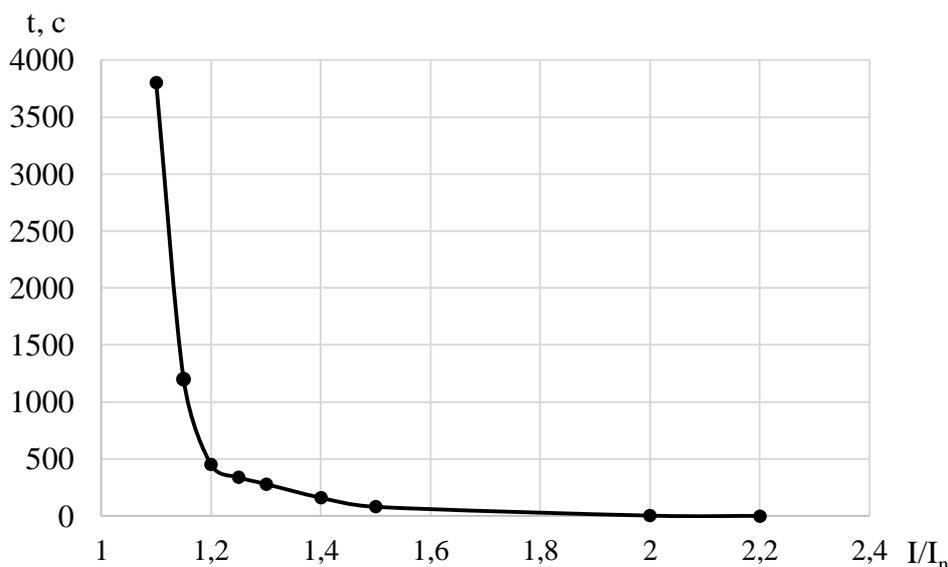


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{НОМ} = 1,531 \cdot 3437 = 5260,71 \text{ А}, \quad (5.33)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению ($U_T <$).

Напряжение срабатывания принимается равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 10500/100} = 66,02 \text{ В}. \quad (5.34)$$

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

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

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Хемчинской ГЭС – ПС «Чаданская»:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 80,5 + \frac{0,8}{2} \cdot 27,04 = 75,24 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

где Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к высшей стороне;

$Z'_{1Л}$ – сопротивление линии;

K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны.

Сопротивление трансформатора ТДЦ-80000/220-У1, приведенное к высшей стороне:

$$Z_T = \frac{U_{к\%} \cdot U_6^2}{S_{ном.т}} = \frac{0,11 \cdot 242^2}{80} = 80,5 \text{ Ом}. \quad (5.36)$$

Сопротивление воздушной линии 220 кВ:

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_L^2 + r_L^2} = \sqrt{26,1^2 + 7,08^2} = 27,04 \text{ Ом}. \quad (5.37)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{U_{к\%} \cdot S_{ном.г}}{S_{ном.т}} + \frac{0,8}{K_T} \cdot \frac{S_{ном.г}}{U_{вн}^2} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{62,5}{80} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{62,5}{242^2} \cdot 27,04 = 0,0803. \quad (5.38)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,0803 \cdot 1,76 = 0,14 \text{ Ом}, \quad (5.39)$$

где Z_6 – базисное сопротивление на генераторном напряжении:

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{10,5^2}{62,5} = 1,76 \text{ Ом}. \quad (5.40)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1\text{с.з}} = Z_1 \cdot \frac{n_{\text{Г}}}{n_{\text{Н}}} = 0,14 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 1,08 \text{ Ом}. \quad (5.41)$$

Принимается уставка: $Z_{1\text{сз}} = 1,08$.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3437} = 1,8 \text{ Ом}, \quad (5.42)$$

где $I_{\text{НАГР}}$ - номинальный ток статора.

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

$$I_{\text{Ф}} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В,НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В,Х.Х.}}}}{x_{\text{д}}} = \frac{2 \cdot 2 - 0,95}{0,8} = 3,8 \text{ о. е.}, \quad (5.43)$$

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

$x_{\text{д}}$ – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Принимаем $I_{\text{Ф}} = 2,5 \text{ о. е.}$

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

Соответственно сопротивление нагрузки и коэффициент мощности в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{H}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.44)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,337. \quad (5.45)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 70,3^{\circ}$.

Сопротивление срабатывания защиты:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.46)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot 1,76 = 0,61 \text{ Ом.} \quad (5.47)$$

Значение уставки реле составляет:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{СЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = \frac{0,61 \cdot \frac{4000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 4,64 \text{ Ом.} \quad (5.48)$$

Принимаем уставку $Z_{\text{II}} = 4,64 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{СМ1}} = 0,16 \text{ Ом}$, $Z_{\text{СМ2}} = 0,696 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

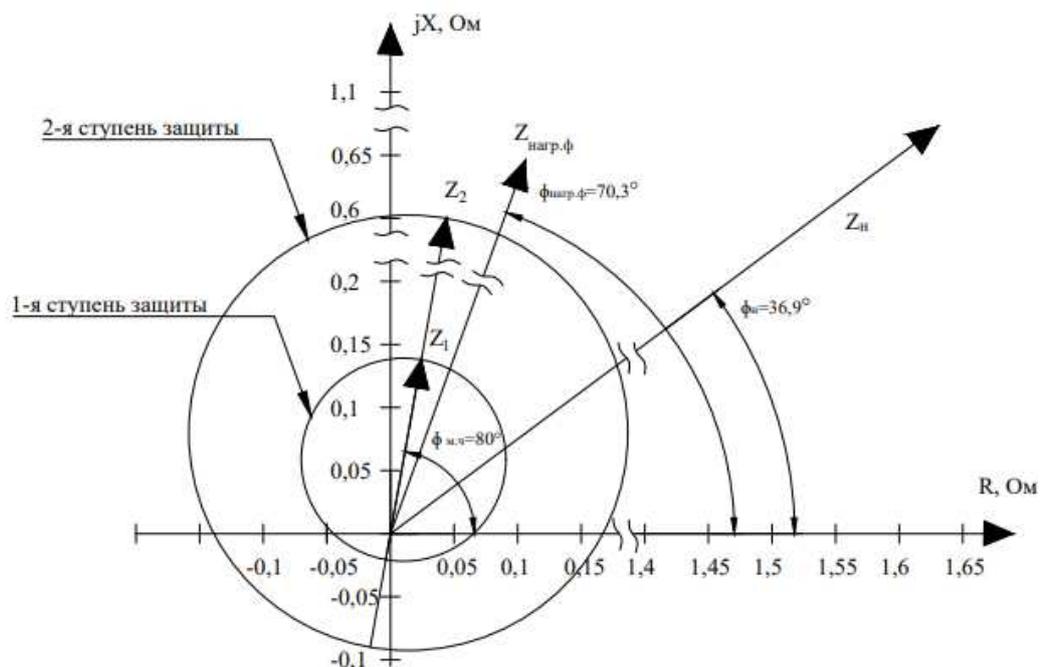


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

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 действующей в предупредительную сигнализацию.

Уставка сигнального органа:

$$I_{P \text{ СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р} = 1,07 \cdot 1115 = 1193,05 \text{ А.} \quad (5.49)$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р} = 1,1 \cdot 1115 = 1226,5 \text{ А.} \quad (5.50)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей. Перегрузочная способность обмотки ротора генератора представлена в таблице 5.5,

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

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

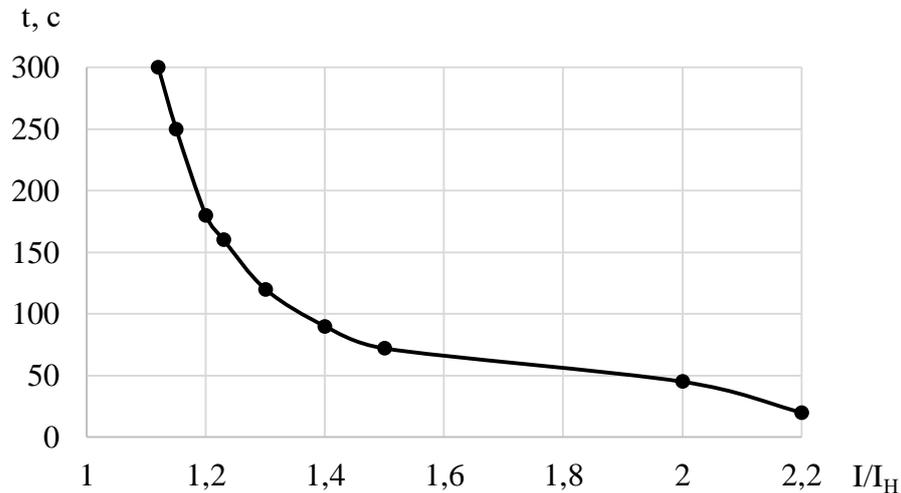


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 2,24 \cdot I_{НОМ.Р} = 2,24 \cdot 1115 = 2503,1 \text{ А.} \quad (5.51)$$

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 силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики производства «ЭКРА».

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

Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульному программному обеспечению, микропроцессорные защиты обеспечивают

высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объема защищаемого оборудования и различных режимов его работы

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивает высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высокоинтегрированных и высоконадежных микросхем – повышенную надежность аппаратной части защит.

5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	IΔG	Ток срабатывания, I _{ср.0}	0,15 · I _Н	0,65 А	
		Коэффициент торможения, K _Т	0,35	-	
		Уставка начального торможения, I _{НТ}	0,5 · I _Н	2,15 А	
		Тормозной ток, В	1,5 · I _Н	6,45 А	
ЗЗГ	U ₀	t ₁	U _{01G}	-	5 В
		t ₂	U _{02G}	-	10 В
		t ₃	U _{0G}	-	15 В
	U ₀₃	Коэффициент торможения, K _Т	1,2	-	
ЗПН	U >	2 ступень	U _{ср2}	1,4 · U _Н	140 В
		1 ступень	U _{ср1}	1,2 · U _Н	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I ₂	СО	I _{2СИГН}	0,07 · I _Н	0,3 А
		ПО	I _{2ПУСК}	0,15 · I _Н	0,65 А
		ОТС I	I _{2с.з.}	0,17 · I _Н	0,73 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I ₁	СО	I _{СИГН}	1,07 · I _Н	4,6 А
		ПО	I _{1ПУСК}	1,1 · I _Н	4,73 А
		ОТС	I _{1ОТС}	1,531 · I _{НОМ}	6,58 А
ДЗ	Z <	1 ступень	Z _I	0,08	0,14 Ом
		2 ступень	Z _{II}	0,35	0,61 Ом
Защита ротора от перегрузки	I _p	СО	I _{p СИГН.}	1,07 · I _{НОМ.Р}	4,55 А
		ПО	I _{p ПУСК.}	1,1 · I _{НОМ.Р}	5 А
		Отсечка	I _{p ПУСК.}	2,24 · I _{НОМ.Р}	10,19 А

Матрица отключений представлена в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Матрица отключений

Защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение ШСВ 220 кВ	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	ИΔГ	+	+	+	+				
ЗЗГ	U ₀	t ₁						+	
		t ₂	+	+	+				
	U ₀	t	+	+	+				
ЗПН	U >	1 ступень t ₁	+	+					
		2 ступень t ₂	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I ₂	СО						+	
		ИО	+	+					
		ОТС I	t ₁					+	
			t ₂				+		
		t ₃	+	+					
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I ₁	СО						+	
		ИО	+	+					
		ОТС	t ₁					+	
			t ₂				+		
		t ₃	+	+					
ДЗ	Z <	1 ступень	t ₁				+		
			t ₂	+	+	+			
		2 ступень	t ₁					+	
			t ₂				+		
		t ₃	+	+					
Защита ротора от перегрузки	I _p	СО						+	
		ИО	+	+					
		Отсечка	+	+					

6 Компановка и сооружения гидроузла

6.1 Определение класса сооружений

Определяем класс гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты и типа грунта оснований, установленной мощности, количества населения, которые находятся в нижнем бьефе в соответствии с [7].

1) В зависимости от высоты и типа грунта основания:

Грунт-скальный. Высота бетонной плотины 29 м при отметке НПУ. Класс сооружения – III.

2) В зависимости от их назначения и условий эксплуатации:

Установленная мощность 147 МВт. Класс сооружения – III

3) В зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий:

Рядом со створом в радиусе 30 км не имеется населенных пунктов. Класс сооружения – IV.

Таким образом выбираем класс гидротехнического сооружения, относящийся к наиболее ответственному классу – III класс.

6.2 Проектирование сооружений напорного фронта

6.2.1 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня грунтовой плотины принимается:

$$\nabla_{\text{ГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s, \quad (6.1)$$

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

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a, \quad (6.2)$$

где $h_{\text{run}1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – величина запаса, для III класса сооружения принимается равной 0,4 м.

Высота ветрового нагона рассчитывается по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = K_w \cdot \frac{v^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 1,65 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{15^2 \cdot 1249}{9,81 \cdot 14,5} \cdot 1 = 0,0033 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где $v=15$ м/с – расчетная максимальная скорость ветра в районе проектирования Хемчинской ГЭС;

K_w – коэффициент, зависящий от скорости ветра, принимаемый по СНиП [10, Приложение 1, табл. 2];

L – длина разгона волны принимается равной 1249 м;

α – угол между продольной осью водохранилища и направлением волны ($\alpha = 0$);

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\text{НПУ-ДНО}}{2} = \frac{554-525}{2} = 14,5 \text{ м.} \quad (6.4)$$

Вычисляются безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{\vartheta_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1249}{15^2} = 54,46, \quad (6.5)$$

$$\frac{gt}{\vartheta_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{15} = 14126,4, \quad (6.6)$$

где t – период действия ветра на водохранилище ($t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$).

Из графика [10, Приложение 1, рис. 1] по верхней огибающей кривой для глубоководной зоны по $\frac{gL}{\vartheta_w^2}$ и $\frac{gt}{\vartheta_w}$ определяют параметры $\frac{g\bar{T}}{\vartheta_w}$ и $\frac{g\bar{h}}{\vartheta_w^2}$. Результаты приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Определение параметров $\frac{g\bar{T}}{\vartheta_w}$ и $\frac{g\bar{h}}{\vartheta_w^2}$

	$\frac{gL}{\vartheta_w^2} = 54,46$	$\frac{gt}{\vartheta_w} = 14126,4$
$\frac{g\bar{T}}{\vartheta_w}$	1,35	4,1
$\frac{g\bar{h}}{\vartheta_w^2}$	0,014	0,085

Принимаются наименьшие значения $\frac{g\bar{T}}{\vartheta_w}$ и $\frac{g\bar{h}}{\vartheta_w^2}$ и определяются параметры волны.

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,35 \cdot \vartheta_w}{g} = \frac{1,35 \cdot 15}{9,81} = 2,06 \text{ с.} \quad (6.7)$$

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,014 \cdot \vartheta_w^2}{g} = \frac{0,014 \cdot 15^2}{9,81} = 0,32 \text{ м.} \quad (6.8)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,06^2}{2 \cdot 3,14} = 6,63 \text{ м.} \quad (6.9)$$

Необходимо проверить условие на глубоководность:

$$d > 0,5\bar{\lambda}_d \quad (6.10)$$

$$12,5 > 0,5 \cdot 6,63,$$

$12,5 > 3,315$, условие выполняется, значит зона глубоководная.

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,32 \cdot 0,21 = 0,672 \text{ м,} \quad (6.11)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику [7, Приложение 1, рис. 2] в зависимости от значения $\frac{gL}{v_w^2}$ (для глубоководной зоны).

Высота наката волны 1% обеспеченности на откос грунтовой плотины определяется по формуле:

$$h_{\text{run}1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{\text{run}} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,2 \cdot 1,9 \cdot 0,672 = 1,35 \text{ м,} \quad (6.12)$$

где $k_r = 1$ и $k_p = 0,9$ – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, определяемые по [10, Приложение Д, табл. Д1];

$k_{sp} = 1,2$ – коэффициент, определяемый по [6, таблица 7];

$k_{\text{run}} = 1,9$ – коэффициент, определяемый по [10, Приложение Д, табл. Д1] в зависимости от пологости волны, которая определяется по формуле:

$$\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{6,63}{0,672} = 9,87. \quad (6.13)$$

Превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 1,35 + 0,0033 + 0,4 = 1,75 \text{ м.} \quad (6.14)$$

Отметка гребня грунтовой плотины составляет:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \text{НПУ} + h_s = 554 + 1,75 = 555,75 \text{ м.} \quad (6.15)$$

6.2.2 Определение ширины водосливного фронта

Расчетный расход воды, сбрасываемый через водосливную плотину при отметке НПУ определяется по формуле:

$$Q_{\text{расч}}^{\text{осн.}} = Q_{\text{макс}}^{\text{осн.}} - Q_{\text{ГА}} \cdot (n - 1) = 3584 - 226,32 \cdot (3 - 1) = 3131,37 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.16)$$

где $Q_{\text{макс}}^{\text{осн.}} = 3584 \text{ м}^3/\text{с}$ – максимальный основной расчетный расход для ГТС III класса;

n – количество гидроагрегатов;

$Q_{\text{ГА}}$ – расход через один гидроагрегат:

$$Q_{\text{ГА}} = \frac{N_{\text{ед.ГА}}^{\text{ед.}}}{9,81 \cdot H_{\text{осн.}} \cdot \eta} = \frac{49 \cdot 10^3}{9,81 \cdot 24,2 \cdot 0,912} = 226,32 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.17)$$

где $H_{\text{осн.}}$ – основной напор на ГЭС:

$$H_{\text{осн.}} = \text{НПУ} - \text{УНБ} = 554 - 529,8 = 24,2 \text{ м}. \quad (6.18)$$

$H_{\text{осн.}} > H_{\text{мин}}^{\text{турб}}$, делаем вывод, что ГЭС будет участвовать в пропуске расчетного расхода воды.

Удельный расход на рисберме:

$$q_p = V_h \cdot h_{\text{НБ}}^{\text{осн.}} = 5 \cdot 4,8 = 24 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.19)$$

где V_h – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки, для скальных 5 м/с;

$h_{\text{НБ}}^{\text{осн.}}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой связи $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{макс}}^{\text{осн.}} = 3584 \text{ м}^3/\text{с}$:

$$h_{\text{НБ}}^{\text{осн.}} = \text{УНБ} - \text{ДНО} = 529,8 - 525 = 4,8 \text{ м}. \quad (6.20)$$

Удельный расход на водосливе:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 24 = 30 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.21)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн.}}}{q_b} = \frac{3131,37}{30} = 104,4 \text{ м}. \quad (6.22)$$

Так как, ширина водосливного фронта должна соответствовать стандартному значению, округляем её в большую сторону до 108 м и принимаем ширину пролета $b=18$ м, таким образом количество пролетов $n=6$.

Толщина быка по Березинскому:

$$\delta_b \geq (0,12 \div 0,16) \cdot b = (0,12 \div 0,16) \cdot 18 = (2,16 \div 2,88) \text{ м}, \quad (6.23)$$

Выбираем толщину быка, равной 3 м.

6.2.3 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

Сперва определяется напор на гребне водослива, без учета сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн.}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{3131,37}{0,49 \cdot 108 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,63 \text{ м}, \quad (6.24)$$

где m – коэффициент расхода, зависит от формы профиля водослива принимается очертание водосливной грани по Кригеру – Офицерову, $m = 0,49$.

Затем определяется напор на гребне водослива, с учетом бокового сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн.}}}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{3131,37}{0,49 \cdot 0,975 \cdot 108 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,72 \text{ м}, \quad (6.25)$$

где σ_n – коэффициент подтопления;

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

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (6-1) \cdot 0,45 \cdot 5,63}{6 \cdot 18} = 0,975, \quad (6.26)$$

где ξ – коэффициент формы боковых устоев, принимается равным 0,7;

ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 5,72 - \frac{1,1 \cdot 0,88^2}{2 \cdot 9,81} = 5,68 \text{ м}, \quad (6.27)$$

где α – коэффициент, учитывающий неравномерность распределения скоростей в потоке;

V_0 – скорость подхода воды к плотине:

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн.}}}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{3131,37}{(554 - 525) \cdot (108 + (6-1) \cdot 3)} = \frac{3131,37}{29 \cdot 123} = 0,88 \text{ м/с}, \quad (6.28)$$

где δ_B – толщина быка.

Полученный напор округляется в большую сторону по стандартному ряду, $H_{\text{ст}} = 6 \text{ м}$.

Отметку гребня водослива определяют по формуле:

$$\nabla_{ГВ} = \nabla_{НПУ} - H_{ст} = 554 - 6 = 548 \text{ м.} \quad (6.29)$$

Сравнивая отметки $\nabla_{ГП} = 555,75$ м и $\nabla_{ГБ}$, принимаем проектную отметку гребня плотины $\nabla_{ГП} = 557,60$ м.

6.2.4 Пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Определяем напор на гребне водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая ($P_{0,5\%}$):

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{расч}^{пов.}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{4619,03}{0,49 \cdot 108 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,29 \text{ м,} \quad (6.30)$$

где $Q_{расч}^{пов.}$ – расход поверочного расчетного случая:

$$Q_{расч}^{пов.} = Q_{макс}^{пов.} - Q_{ГА} \cdot (n - 1) = 5040 - 210,49 \cdot (3 - 1) = 4619,03 \text{ м}^3/\text{с,} \quad (6.31)$$

где $Q_{ГА}$ – расход через гидроагрегат:

$$Q_{ГА} = \frac{N_{агр.}}{9,81 \cdot H^{осн.} \cdot \eta} = \frac{49 \cdot 10^3}{9,81 \cdot 26,02 \cdot 0,912} = 210,49 \text{ м}^3/\text{с,} \quad (6.32)$$

где $H^{осн.}$ – напор при расчетном максимальном расходе для поверочного расчетного случая:

$$H^{осн.} = \Phi_{ПУ} - УНБ(Q_{макс}^{осн.}) = 556 - 529,98 = 26,02 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Напор на гребне водослива, с учетом бокового сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{расч}^{пов.}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{4619,03}{0,49 \cdot 0,97 \cdot 1 \cdot 108 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,45 \text{ м,} \quad (6.34)$$

где ε – коэффициент бокового сжатия:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (6-1) \cdot 0,45 \cdot 7,29}{6 \cdot 18} = 0,97. \quad (6.35)$$

Напор на гребне водослива без учета скорости при пропуске поверочного расхода:

$$H_{\text{пов}} = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g} = 7,45 - \frac{1,1 \cdot 1,21^2}{2 \cdot 9,81} = 7,37 \text{ м}, \quad (6.36)$$

где v_0 – скорость подхода воды к плотине:

$$v_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов.}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \Delta\text{ДНО})(B + (n-1) \cdot \delta_B)} = \frac{4619,03}{(556 - 525)(108 + (6-1) \cdot 3)} = 1,21 \text{ м/с}. \quad (6.37)$$

Определяется расчетная отметка ФПУ:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов.}} = 548 + 7,37 = 555,37 \text{ м}. \quad (6.38)$$

Расчетная отметка форсированного уровня не превышает заданный ФПУ, следовательно, пропускная способность обеспечивается, вследствие чего выбираем исходную отметку $\nabla\text{ФПУ} = 556 \text{ м}$.

6.2.5 Построение профиля водосливной грани

Построение выполняется по координатам Кригера – Офицерова, где координаты x и y , представленные в таблице 6.2, перемножаются на $H_{\text{ст}} = 6 \text{ м}$.

Таблица 6.2 – Координаты для построения оголовка водосливной плотины

x	y	$x \cdot H_{\text{ст}}$	$y \cdot H_{\text{ст}}$
0	0,126	0	0,756
0,1	0,036	0,6	0,216
0,2	0,007	1,2	0,042
0,3	0	1,8	0
0,4	0,006	2,4	0,036
0,5	0,027	3	0,162
0,6	0,06	3,6	0,36
0,7	0,1	4,2	0,6
0,8	0,146	4,8	0,876
0,9	0,198	5,4	1,188
1	0,256	6	1,536
1,1	0,321	6,6	1,926
1,2	0,394	7,2	2,364
1,3	0,475	7,8	2,85
1,4	0,564	8,4	3,384
1,5	0,661	9	3,966

Профиль водосливной плотины представлен на рисунке 6.1.

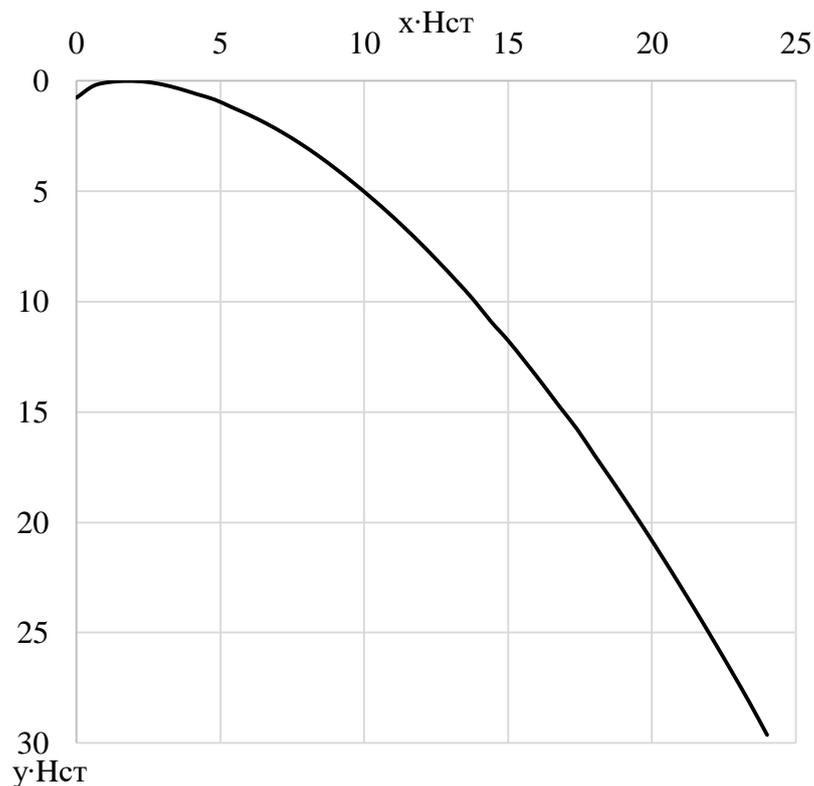


Рисунок 6.1 – Профиль водосливной плотины

6.2.6 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Для определения типа гидравлического прыжка вычисляется критическая глубина потока:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot (Q_{расч}^{осн})^2}{B_B^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 3131,37^2}{123^2 \cdot 9,81}} = 4,17 \text{ м}, \quad (6.39)$$

где B_B – ширина потока на водобое:

$$B_B = B + (n - 1) \delta_B = 108 + (6 - 1) \cdot 3 = 123 \text{ м}. \quad (6.40)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 554 - 525 = 29 \text{ м}. \quad (6.41)$$

Первая сопряженная глубина, рассчитывается методом последовательных приближений:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{25,46}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (29 - 0)}} = 1,12 \text{ м}, \quad (6.42)$$

где q_c – удельный расход на водобое:

$$q_c = \frac{Q_p}{B_B} = \frac{3131,37}{123} = 25,46 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.43)$$

Уточняем величину h'_{c1} :

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{25,46}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (29 - 1,12)}} = 1,15 \text{ м}. \quad (6.44)$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,15}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{4,17}{1,15} \right)^3} - 1 \right) = 10,7 \text{ м}. \quad (6.45)$$

При расчетах получили что $h''_c > h_{нб}$, при $h_{нб} = 4,8$ м, значит имеем отогнанный прыжок. Отогнанный прыжок недопустим, поэтому необходимо обустроить энергогасящие сооружения. Принимаем водобойную стенку в качестве гасителя энергии потока воды, если водобойная стенка не гасит прыжок, производится расчет водобойного колодца.

6.2.7 Расчет энергогасящего сооружения

1) Расчет водобойной стенки

Расчет высоты водобойной стенки $h_{ст.стен}$ выполняют, рассматривая стенку как неподтопленный водослив практического профиля.

Определяется высота водобойной стенки:

$$h_{ст} = \sigma \cdot h''_c - H_{ст.стен} = 1,1 \cdot 10,7 - 5,65 = 6,13 \text{ м}, \quad (6.46)$$

где $H_{ст.стен}$ – напор над водобойной стенкой:

$$H_{ст.стен} = \left(\frac{q_c}{m_c \cdot \sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{a \cdot q_c^2}{2g \cdot (\sigma \cdot h''_c)^2} = \left(\frac{25,46}{0,4 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} - \frac{1,1 \cdot 25,46^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 10,7)^2} = 5,65 \text{ м}, \quad (6.47)$$

где σ – коэффициент запаса, принимается равным 1,1;

m_c – коэффициент профиля водобойной стенки.

Проверяем условие сопряжения бьефов за стенкой:

$$T_{01} = h_{ст} + H_{ст.стен} = 6,13 + 5,65 = 11,78 \text{ м}. \quad (6.48)$$

Определим сопряженные глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_{01} - h'_{c1})}} = \frac{25,46}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (11,78 - 0)}} = 1,76 \text{ м.} \quad (6.49)$$

Уточняем величину h'_{c1} :

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_{01} - h'_{c1})}} = \frac{25,46}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (11,78 - 1,76)}} = 1,91 \text{ м.} \quad (6.50)$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,91}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{4,17}{1,91} \right)^3} - 1 \right) = 7,81 \text{ м.} \quad (6.51)$$

$h''_c > h_{нб}$ – прыжок отогнанный, вместо стенки принимаем водобойный колодец.

2) Расчет водобойного колодца

Ширина водобойного колодца принимается равной $B_K = B_B = 123 \text{ м.}$

Определяем начальную глубину колодца:

$$d_K = \sigma \cdot h_c'' - (h_{нб} + \Delta Z) = 1,1 \cdot 10,7 - (4,8 + 1,33) = 5,65 \text{ м,} \quad (6.52)$$

где ΔZ – перепад, определяемый по следующей формуле:

$$\Delta Z = \left(\frac{q_c^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{нб}^2} \right) - \left(\frac{\alpha \cdot q_c^2}{2 \cdot g \cdot \sigma^2 \cdot h_c''^2} \right) = \left(\frac{25,46^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,95^2 \cdot 4,8^2} \right) - \left(\frac{1,1 \cdot 25,46^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 10,7^2} \right) = 1,33 \text{ м.} \quad (6.53)$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом с учетом начальной глубины колодца:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} + d_K = 554 - 525 + 5,65 = 34,65 \text{ м.} \quad (6.54)$$

Определяются сопряженные глубины:

$$h'_{c1} = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{25,46}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (34,65 - 0)}} = 1,03 \text{ м,} \quad (6.55)$$

$$h'_c = \frac{q_c}{\varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot (T_0 - h'_{c1})}} = \frac{25,46}{0,95 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (34,65 - 1,03)}} = 1,04 \text{ м,} \quad (6.56)$$

$$h_c'' = \frac{h_c'}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h_c'} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,04}{2} \left(\sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{4,28}{1,04} \right)^3} - 1 \right) = 11,29 \text{ м.} \quad (6.57)$$

Определяем новую глубину колодца:

$$d_{к2} = \sigma \cdot h_c'' - (h_{НБ} + \Delta Z) = 1,1 \cdot 11,29 - (4,8 + 1,35) = 6,27 \text{ м,} \quad (6.58)$$

где ΔZ – перепад, определяемый по следующей формуле:

$$\Delta Z = \left(\frac{q_c^2}{2 \cdot g \cdot \varphi^2 \cdot h_{НБ}^2} \right) - \left(\frac{\alpha \cdot q_c^2}{2 \cdot g \cdot \sigma^2 \cdot h_c''^2} \right) = \left(\frac{25,46^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 0,95^2 \cdot 4,8^2} \right) - \left(\frac{1,1 \cdot 25,46^2}{2 \cdot 9,81 \cdot 1,1^2 \cdot 11,29^2} \right) = 1,35 \text{ м.} \quad (6.59)$$

Разница между первой и второй глубиной колодца должна быть меньше 10%:

$$\frac{d_{к2} - d_{к1}}{d_{к2}} \cdot 100\% = \frac{6,27 - 5,65}{6,27} \cdot 100\% = 9,8 \%. \quad (6.60)$$

Принимаем глубину колодца $d_{к1} = 6,3 \text{ м}$.

Отметка плиты водобоя:

$$\nabla_{ПВ} = \nabla_{ДНО} - d_{к1} = 525 - 6,3 = 518,7 \text{ м.} \quad (6.61)$$

6.2.8 Расчет водобоя

Во всех случаях за водосливом нужно устраивать водобой, который представляет из себя бетонную или железобетонную плиту.

Толщина водобоя:

$$\delta_{в} = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h_c'} = 0,15 \cdot 22,22 \cdot \sqrt{1,15} = 3,57 \text{ м,} \quad (6.62)$$

где v_c – скорость в сжатом сечении, равная:

$$v_c = \frac{q_c}{h_c'} = \frac{25,46}{1,15} = 22,22 \text{ м/с.} \quad (6.63)$$

Принимаем толщину водобоя $\delta_{в} = 3,6 \text{ м}$.

Длина водобоя:

$$l_{в} = 0,8 \cdot l_{пр} = 0,8 \cdot 47,98 = 38,38 \text{ м,} \quad (6.64)$$

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

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9h'' - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 10,7 - 1,15) = 47,98 \text{ м.} \quad (6.65)$$

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Треугольный профиль гравитационной плотины, имеющий минимальную ширину понизу, является наиболее экономичным, представлен на рисунке 6.2. Этот профиль должен удовлетворять двум условиям: отсутствию растягивающих напряжений в плотине и устойчивости ее против сдвига по основанию.

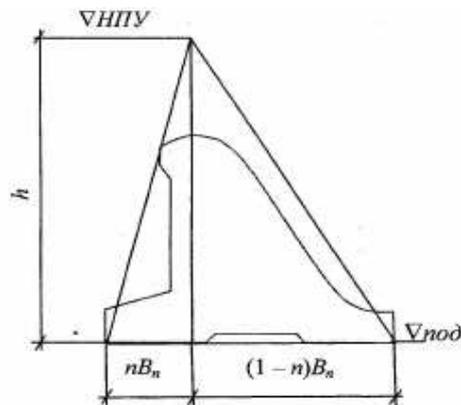


Рисунок 6.2 – Схема треугольного профиля плотины

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нём недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями.

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

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}}, \quad (6.66)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов, принимаемый равным 0,5;

$\rho_w = 1000 \text{ кН/м}^3$ – плотность воды;

$\rho_b = 2400 \text{ кН/м}^3$ – плотность бетона.

Высота плотины:

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 554 - 523 = 31 \text{ м,} \quad (6.67)$$

где $\nabla_{под}$ – отметка подошвы плотины:

$$V_{\text{под}} = V_{\text{дна}} - (2 \div 3)m = 525 - 2 = 523 \text{ м.} \quad (6.68)$$

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

$$B_n^{\text{II}} = \frac{\gamma_n h}{\text{tg}\varphi \left(\frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.69)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения;

$\text{tg}\varphi = 0,78$ – коэффициент трения бетона по грунту, принимаемый для скалы.

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины. Для нахождения n воспользуемся алгебраическими вычислениями путем приравнивания B_n^{I} и B_n^{II} . Все расчёты сведены в таблицу 6.3, график представлен на рисунке 6.3.

Таблица 6.3 – Расчет ширины подошвы плотины

n	B'	B''
0,04	22,59	23,56
0,06	22,65	23,32
0,08	22,72	23,08
0,1	22,79	22,85
0,12	22,87	22,63

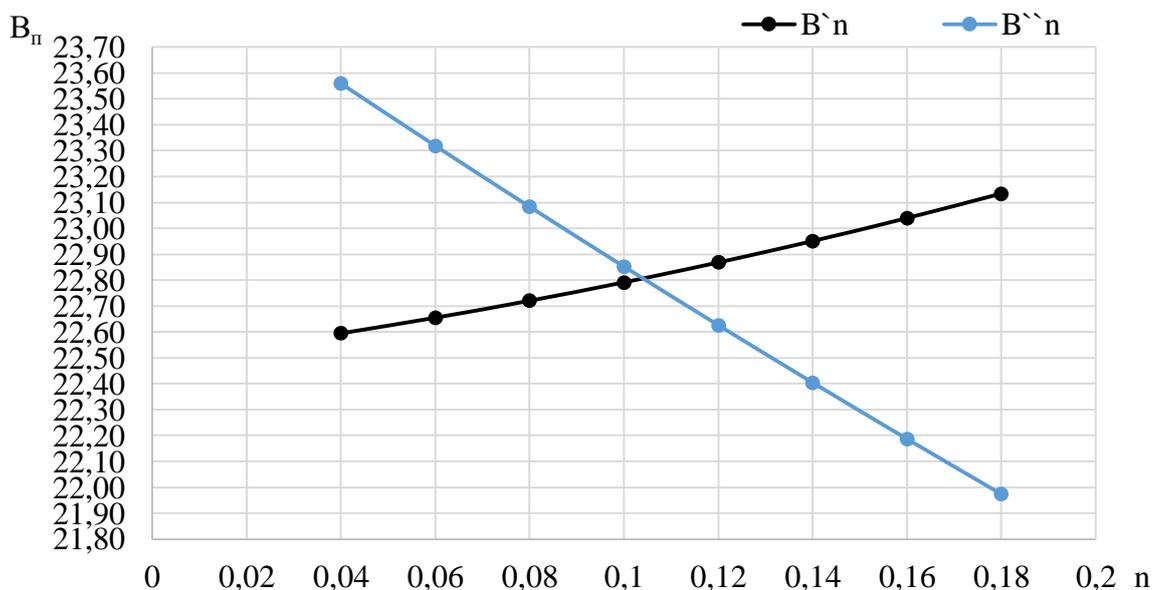


Рисунок 6.3 – Определение ширины подошвы плотины

Графики пересекаются в точке $n = 0,1055$, следовательно ширину подошвы плотины принимаем $B_n = 22,8 \text{ м.}$

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

Плотина разделяется по длине постоянными швами на отдельные секции, для обеспечения монолитности бетона секций плотины при неравномерном распределении температуры в теле плотины и при неравномерной осадке плотины.

Расстояние между секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании должно быть не более 30 м. Принимаем расстояние между швами равным 21 метров. Разрез делаем по быку.

Температурно-усадочные швы для плотин на скальном основании принимаем шириной 0,8 см на расстоянии 4 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,2 см.

6.3.3 Устои

При проектировании устраиваем разделительный и сопрягающий устои.

Разделительный устой отделяет водосливную часть плотины от здания ГЭС, также служит для разделения потоков воды, идущих через гидроагрегаты и водосливную плотину.

Сопрягающий устой предназначен для соединения водосливной части плотины с грунтовой, а также защищает грунтовую плотину от размыва водой, проходящей через водослив либо гидроагрегаты.

6.3.4 Галереи в теле бетонной плотины

В теле плотины устраиваем продольные и поперечные галереи.

Галереи для цементационной завесы и вертикального дренажа, следует принимать с минимальными размерами, но при этом обеспечивающими транспортировку и работу бурового, цементационного и другого оборудование. Принимаем ширину галерей – 3 м, высоту – 3,5 м. Также устраиваем в теле плотины смотровую галерею шириной и высотой соответственно 2 и 2,5 м, отметка пола 525,00 м.

Расстояние от напорной грани до верховой стенки цементационной галереи:

$$S_3 = \frac{H_d \cdot \gamma_n}{J_{кр}} = \frac{28,07 \cdot 1,15}{25} = 1,3 \text{ м}, \quad (6.70)$$

где H_d – расчетный напор, рассчитанный по формуле (6.93);

$J_{кр}$ – критический градиент напора на завесе для скальных грунтов основания.

Принимаем расстояние от стенки цементационной завесы до напорной грани $S_3 = 2$ м.

6.3.5 Элементы подземного контура плотины

В основании плотины, стоящей на скальном основании, устраиваем цементационную завесу, служащую для ограничения фильтрационного давления на плотину и дренаж для уменьшения фильтрационного давления.

Определяем толщину противофильтрационной завесы:

$$\delta_3 = \frac{\Delta H_3 \cdot \gamma_n}{J_{кр}} = \frac{19,65 \cdot 1,15}{15} = 1,5 \text{ м}, \quad (6.71)$$

где $J_{кр} = 15$ – критический градиент напора на завесе для скальных грунтов основания

ΔH_3 – потери напора на завесе:

$$\Delta H_3 = H_d - H_{ас} = 28,07 - 8,42 = 19,65 \text{ м}, \quad (6.72)$$

где $H_{ас}$ – фильтрационный напор на завесе рассчитанный по формуле (6.94):

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_3 = (0,05 \div 0,2) \cdot B_n = (0,05 \div 0,2) \cdot 22,8 = 1,14 \div 4,56 \text{ м}. \quad (6.73)$$

Принимаем $l_3 = 3,5$ м.

Определяем глубину цементационной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8) \cdot H_{max} = (0,5 \div 0,8) \cdot 28,07 = 14,04 \div 22,46 \text{ м}. \quad (6.74)$$

Принимаем $h_{зав} = 15$ м.

Дренаж в основании выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 2 м.

Определяем глубину скважин дренажа:

$$h_{др} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{зав} = (0,5 \div 0,7) \cdot 15 = 7,5 \div 10,5 \text{ м}. \quad (6.75)$$

Принимаем $h_{др} = 8$ м. Расстояние от оси цементационной завесы до дренажа принимаем равным 6 м.

6.4 Конструктивные элементы нижнего бьефа

Для защиты грунтов основания от размыва потоком, сбрасываемых через плотину будем использовать рисберму.

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока. Рисберма устанавливается после водобоя в два ряда,

выполняется в виде прямоугольных плит шириной 19 м и длиной 10 м, которые бетонируются на месте.

Плиты имеют дренажные отверстия размером 0,25 м на расстоянии 5 м друг от друга.

Толщина первой плиты рисбермы:

$$\delta_{\text{рис.1}} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{\text{Б}} = 2 \text{ м.} \quad (6.76)$$

Толщина второй плиты рисбермы:

$$\delta_{\text{рис.2}} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{\text{рис.1}} = 1,3 \text{ м.} \quad (6.77)$$

Толщина третьей плиты рисбермы:

$$\delta_{\text{рис.3}} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{\text{рис.2}} = 0,9 \text{ м.} \quad (6.78)$$

6.5 Определение основных нагрузок на плотину

6.5.1 Вес сооружения и затворов

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{375 \cdot 18 \cdot 9,81 \cdot 2400}{18 + 3} = 7567,71 \text{ кН/м,} \quad (6.79)$$

где $S_{\text{пл}}$ – площадь сечения водосливной плотины без зуба, вычисленная в ПК «AutoCAD»;

b – ширина пролета водосливной плотины;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина быка.

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{654 \cdot 3 \cdot 9,81 \cdot 2400}{18 + 3} = 2199,68 \text{ кН/м,} \quad (6.80)$$

где $S_{\text{б}}$ – площадь сечения быка без зуба, вычисленная в ПК «AutoCAD».

Вес плоского затвора:

$$Q_{\text{з}} = 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 153 \cdot \sqrt{153} \cdot 9,81 = 1021,1 \text{ кН,} \quad (6.81)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (556 - 548 + 0,5) \cdot 18 = 153 \text{ м}^2. \quad (6.82)$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b+\delta_6} = \frac{1021,1}{18+3} = 48,62 \text{ кН/м.} \quad (6.83)$$

6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{g \cdot h_1^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 31^2 \cdot 1000}{2} = 4713,71 \text{ кН/м,} \quad (6.84)$$

где $h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 554 - 523 = 31 \text{ м.} \quad (6.85)$

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{g \cdot h_2^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 2,93^2 \cdot 1000}{2} = 42,11 \text{ кН/м,} \quad (6.86)$$

где $h_2 = \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla \text{ПОД} = 525,93 - 523 = 2,93 \text{ м.} \quad (6.87)$

6.5.3 Расчет волнового давления

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \rho_B \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,672 \cdot \left(\frac{6,63}{3,14} + \frac{0,214}{2} \right) = 7,31 \text{ кН,} \quad (6.88)$$

где $h_{1\%}$ – высота волн 1% обеспеченности;
 $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны;
 h_0 – средняя высота волны:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 0,672^2}{6,63} = 0,214 \text{ м.} \quad (6.89)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{6,63}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,672 = 0,804 \text{ м.} \quad (6.90)$$

Момент, создаваемый волновым давлением:

$$M_{\text{волны}} = W_{\text{волны}} \cdot l_{\text{волны}} = 7,312 \cdot 30,196 = 220,79 \text{ кНм}, \quad (6.91)$$

где $l_{\text{волны}}$ – длина волны:

$$l_{\text{волны}} = \nabla\text{НПУ} - y_c - \nabla\text{ПОД} = 554 - 0,804 - 523 = 30,196 \text{ м}. \quad (6.92)$$

6.5.4 Фильтрационное и взвешивающее давление

Фильтрационный расчёт для плотин на скальном основании производится для случая, когда уровень верхнего бьефа соответствует нормальному подпорному уровню, а уровень нижнего бьефа соответствует минимальному, который возможен при пропуске расхода на водохозяйственные нужды.

Для основного случая:

$$H_d = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{НБ}_{\text{min}} = 554 - 525,93 = 28,07 \text{ м}, \quad (6.93)$$

$$H_{\text{ас}} = 0,3 \cdot H_d = 0,3 \cdot 28,07 = 8,42 \text{ м}, \quad (6.94)$$

$$H_{\text{др}} = 0,05 \cdot H_d = 0,05 \cdot 28,07 = 1,4 \text{ м}. \quad (6.95)$$

Сила взвешивающего давления определим по формуле:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{эп}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 66,8 = 655,308 \text{ кН}. \quad (6.96)$$

где $S_{\text{эп}}$ – площади эпюры взвешивающего давления:

$$S_{\text{эп}} = B_n \cdot (\text{УНБ}_{\text{min}} - \nabla\text{ПОД}) = 22,8 \cdot (525,93 - 523) = 66,8 \text{ м}^2. \quad (6.97)$$

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей отдельных её участков, представляющих из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник, или с помощью ПК «AutoCAD».

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_{\text{ф}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ф}} = 1 \cdot 9,81 \cdot 102,6 = 1006,51 \text{ кН}. \quad (6.98)$$

6.6 Оценка прочности плотины

6.6.1 Определение напряжений

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 принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+».

Все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Действующие нагрузки

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кН·м
Тв	1	→	4713,71	10,33	48692,62
Тн	1	←	-42,11	0,98	-41,27
Gб	0,95	↓	-2089,7	6,84	-14293,55
Gпл	0,95	↓	-7189,3	3,22	-23149,61
Wвзв	1	↑	655,31	0	0
Wф	1	↑	1006,51	7,58	7629,35
Qз	0,9	↓	-43,76	8,83	-386,4
Wволн	1	→	7,31	30,2	220,79
ΣN		↓↑		7667,63	
	ΣM			18671,93	

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальных сечениях плотины (при расчёте на 1 п.м. длины) выполняется по формулам:

1) Для верховой грани

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_n} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_n^2} = -\frac{7667,63}{22,8} + \frac{6 \cdot 18671,93}{22,8^2} = -120,79 \text{ кН/м}^2, \quad (6.99)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -120,79 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 31 \cdot (1 - 0^2) = -304,11 \text{ кН/м}^2, \quad (6.100)$$

где $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

H_d^u – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа:

$$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ПОД}} = 554 - 523 = 31 \text{ м}, \quad (6.101)$$

$$m_u = \tan \alpha_1, \quad (6.102)$$

где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью, в нашем случае $m_u = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (9,81 \cdot 31 - 120,79) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2. \quad (6.103)$$

Главное напряжение:

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -120,79 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 31 \cdot 0^2 = \\ &= -120,79 \text{ кН/м}^2. \end{aligned} \quad (6.104)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 31 = -304,11 \text{ кН/м}^2. \quad (6.105)$$

2) Для низовой грани

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{7667,63}{22,8} - \frac{6 \cdot 18671,93}{22,8^2} = -551,81 \text{ кН/м}^2. \quad (6.106)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -551,81 \cdot (-0,7)^2 - 9,81 \cdot 2,93 \cdot \\ &\cdot (1 - 0,7^2) = -285,05 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.107)$$

где H_d^t – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа;
 m_t – заложение низовой на уровне расчетного сечения:

$$m_t = \tan \alpha_2 = 0,7, \quad (6.108)$$

где α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\begin{aligned} \tau_{xy}^t &= -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(9,81 \cdot 2,93 - 551,81) \cdot 0,7 = \\ &= 366,15 \text{ кН/м}^2. \end{aligned} \quad (6.109)$$

Главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -551,81 \cdot (1 + 0,7^2) + \\ &+ 9,81 \cdot 2,93 \cdot 0,7^2 = -808,11 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.110)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 2,93 = -28,74 \text{ кН/м}^2. \quad (6.111)$$

Полученные значения представлены в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Расчет напряжений со стороны верхнего и нижнего бьефов

Со стороны ВБ	Значение, кН/м ²	Со стороны НБ	Значение, кН/м ²
σ_y^u	-120,79	σ_y^t	-551,81
σ_x^u	-304,11	σ_x^t	-285,05
τ_{xy}^u	0	τ_{xy}^t	366,15
σ_1^u	-120,79	σ_3^t	-808,11
σ_3^u	-304,11	σ_1^t	-28,74

6.6.2 Критерий прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

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

$$\sigma_y^u < 0, \quad (6.112)$$

$$-120,79 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

2) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.113)$$

$$120,79 \text{ кН/м}^2 \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 31 \geq 76,03 \text{ кН/м}^2.$$

3) Прочность на сжатие:

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.114)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_{cd} = 0,9$ – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая;

$$1,2 \cdot 1 \cdot |-808,11| \leq 0,9 \cdot 19650,$$

$$969,73 \leq 17685.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.6.3 Расчет устойчивости плотины

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n, \quad (6.115)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_B - W_{взв} - W_{\phi} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega = \\ &= (7567,71 + 2199,68 - 648,64 - 1006,51 + 48,62) \cdot 0,7 + \\ &+ 100 \cdot 22,8 = 7992,6 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.116)$$

где $\varphi = 35^\circ$ – угол внутреннего трения для грунта основания;
 $c = 100 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для грунта основания;
 ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 п.м.:

$$\omega = B_n \cdot 1 = 22,8 \text{ м}^2. \quad (6.118)$$

$$F = T_B - T_H + W_{вол} = 4713,71 - 42,11 + 7,31 = 4678,91 \text{ кН/м}^2. \quad (6.119)$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{7992,6 \cdot 0,95}{4678,91 \cdot 1} = 1,62,$$

$$1,62 \geq 1,15.$$

Анализируя рассчитанные данные, можно утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности, а также является экономичным. Запас по надёжности плотины обеспечивает её устойчивость.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Хемчинской ГЭС является, обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть катастрофическими для всего региона. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из них является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

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

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

7.2 Пожарная безопасность

Каждый объект станции оснащается системой пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС, с помощью которой ведется постоянный контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта. Система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара генераторов трансформаторов, реакторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, в бетонной плотине, кабельных помещениях КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства и аппаратной на монтажной площадке, а также обнаружения и подачи звукового сигнала о

пожаре в помещениях ГЭС. Данная система интегрируется в состав станционного уровня управления (верхнего) как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояние противопожарного оборудования и запуск систем водяного пожаротушения производится в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств релейной защиты и автоматики;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов) и устройств различного назначения: вентиляции, оповещения и другие устройства автоматики;
- выдача команд и сигналов в систему сигнализации (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, в сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль за работоспособностью системы.

Силовые трансформаторы ТДЦ 80000/220–У1, на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат большое 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 оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами. Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматический пуск системы и автоматическая подача воды на очаг пожара.

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

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности, которая включает в себя:

- 1) Вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- 2) Регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- 3) Проведение противопожарных тренировок;
- 4) Повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;

5) Изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

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

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

Для тушения пожаров на генераторах типа СВ-840/150-52 мощностью 50 МВт предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

7.3 Охрана труда

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

Основная цель улучшения условий труда - достижение социального эффекта, то есть обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья персонала, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

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

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

Основными составляющими системы охраны труда являются следующие мероприятия:

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

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим Строительным нормам и правилам (СНиП), Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям Речного регистра Российской Федерации, Российского регистра

гидротехнических сооружений, Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и «О безопасности гидротехнических сооружений», Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Ростехнадзора России, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Межотраслевым правилам по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, Правилам устройства электроустановок, Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

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

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

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

Электроустановки Хемчинской гидроэлектростанции будут находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и будут укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

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

На Хемчинской ГЭС будут разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации. Рабочие инструкции по охране труда будут разработаны для всех подразделений.

8 Охрана окружающей среды

8.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

В период строительства Хемчинского гидроузла предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства. Воздействия на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения.
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и очистка территории.
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства.
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС.

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 очистку территории от остатков строений и мусора. Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности. При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключаящие 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.

8.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в зоне влияния ГЭС

Площадь затопления территории для создания водохранилища равна 6,7 км², территория затопления находится в горной местности. На территории затопления отсутствуют населенные пункты и важные экономические производственные социально-культурные объекты.

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

- 1) Мониторинг водоохранных зон;
- 2) Санитарная очистка территорий населенных пунктов;
- 3) Очистка от древесной и кустарниковой растительности.

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

Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности производится в соответствии с санитарными нормами, согласно которым для водохранилищ с коэффициентом водообмена 6 и более очистку от древесно-кустарниковой растительности производят на территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже максимальной сработки с оставлением пней не выше 50 см. Вместе с тем санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-кустарниковой растительности, если расчетами прогноза подтверждается, что воздействие остающейся под затопление древесины на качество воды будет находиться в пределах нормативных требований (примечание к п.3.3.2. санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985).

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

- Перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- Выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- Возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

8.3 Охрана атмосферного воздуха

Эксплуатация Хемчинской ГЭС, не приведёт к существенным выбросам в атмосферу. Но различные строительные работы на этапе сооружения плотины, могут привести к выбросам загрязняющих веществ в атмосферу. Источниками выбросов будет строительная техника и другое оборудование, которое используется при строительных работах. Для решения этой задачи выполняется мониторинг по оценке качества атмосферного воздуха, а также мероприятия по охране атмосферного воздуха.

Мероприятия по охране атмосферного воздуха:

- укрытие сыпучих грузов во избежание сдувания и потерь при транспортировке;
- использование только исправного автотранспорта и строительной техники с допустимыми показателями содержания загрязняющих веществ в отработанных газах;
- использование современного оборудования с улучшенными показателями эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу;
- обеспечение надлежащего технического обслуживания и использования строительной техники и автотранспорта;
- запрет на сверхнормативную работу двигателей автомобилей и строительной техники в режиме холостого хода в пределах стоянки на строительных площадках и объектах;

- использование технологических фильтров, пылеулавливающих устройств и гидрообеспылевания на оборудовании обогатительного и бетонного хозяйства.

8.4 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме (код отходов по ФККО – 2014 г. 82220101215):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{701565 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 31570 \text{ т}, \quad (8.1)$$

где N- объем бетонных работ;

q- удельный норматив образования;

ρ- плотность бетона, т/м³.

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные (код отходов по ФККО – 2014 г. 46101001205).

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{115 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 2,3 \text{ т}, \quad (8.2)$$

где N- количество арматуры;

q- удельный норматив образования;

ρ- удельный вес арматуры.

Таким образом, в результате строительства будет образовано 31570 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,3 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

8.5 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные

правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора;

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учётом необходимых инженерных изысканий, расчётов, вариантных проработок в ТЭО, в проектах строительства водохранилищ;

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища;

Мероприятия, предусмотренные проектом для достижения нормативных показателей качества воды в водохранилище и нижнем бьефе, должны осуществляться с опережением сроков возведения основных гидротехнических сооружений и завершиться до начала заполнения водохранилища.

8.6 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

В период эксплуатации Хемчинской ГЭС воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизельных генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 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:

- Регулирование водного режима;
- Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
- При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

9 Технико-экономические показатели

9.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

9.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Генерируемая электроэнергия является продуктом, производство и потребление которого совпадают во времени. Электроэнергия не может быть накоплена, она поставляется в электрические сети Единой энергосистемы, где происходит ее продажа на оптовом и розничном рынках. Цена электрической энергии выражается в рублях за потребленный киловатт-час.

Объемы продаж электроэнергии в прогнозном периоде представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации.

Год	2021	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность, МВт	147	147	147	147	147
Число часов использования установленной мощности	4762	4762	4762	4762	4762
Выработка электроэнергии, МВт·ч	700000	700000	700000	700000	700000
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	17500	17500	17500	17500	17500
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	682500	682500	682500	682500	682500
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1042	1077	1110	1143	1175
Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб.	711,17	735,05	757,58	780,10	801,94
НДС к выручке, млн. руб.	118,53	122,51	126,26	130,02	133,66

Анализируя таблицу, можно сделать вывод о том, что объём выручки увеличивается. Данное явление обусловлено двумя факторами: вводом в эксплуатацию новых производственных мощностей и ростом тарифов на электроэнергию.

9.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Текущие расходы формируются на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 г. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) [24] с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;

- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Текущими расходами называются затраты, необходимые для организации производственного процесса, создания продукции.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования.

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

Эксплуатационные расходы, представленные в таблице 9.2, определяются на 1 МВт установленной мощности.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	37514,4
Прочие расходы	274	40278
Итого		77792,4

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. Удельные значения расходов на ремонт оборудования представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25	0,14

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2017 года. Данные по расходам на услуги регулирующих компаний представлены в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс.руб./МВт	19,901
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	1,393
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./ МВт·ч	0,404
Итого		21,698

В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации налог на воду для водопользователей, использующих её в энергетических целях, для реки Хемчик составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу с 2022 г. по 2025 г. приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Год	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн. руб.	17,4	32,1	35,0	48,6
Расходы на страхование, млн. руб.	6,8	12,0	13,1	17,5
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	77,8	77,8	77,8	77,8
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	0,4	0,8	0,9	1,8
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	21,7	21,7	21,7	21,7
Налог на воду, млн. руб.	6,1	6,1	6,1	6,1
Итого, млн. руб.	130,2	150,5	154,5	173,5

Из таблицы 9.5 можно увидеть, что текущие затраты по гидроузлу увеличиваются за счет ежегодного увеличения расходов на страхование и ремонт производственных фондов.

Структура текущих затрат по гидроузлу представлены на рисунке 9.1.

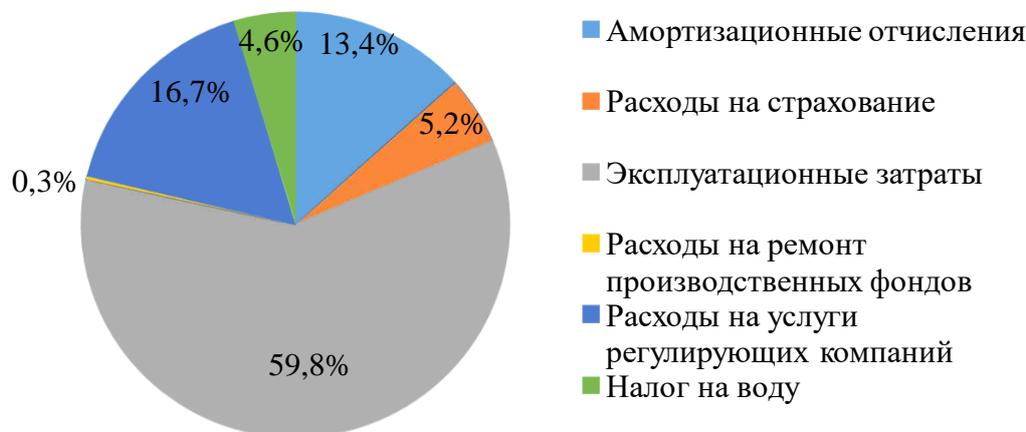


Рисунок 9.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Анализируя график, можно сделать вывод о том, что наибольших затрат требуют амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты.

9.1.3 Налоговые расходы в первые годы эксплуатации

Налоговые расходы после, окончания строительства проектируемой ГЭС, представляют собой оттоки денежных средств в региональный и федеральный бюджеты 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 труд.
- Предполагаемые налоговые расходы за 2022-2026 гг. приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Год	2022	2023	2024	2025	2026
Налог на прибыль, тыс.руб	209,54	215,73	225,10	226,84	233,80
НДС, тыс.руб	232,76	241,68	249,29	256,28	263,02
Взносы в соц. фонды, тыс.руб	19,77	15,96	13,24	13,24	13,24
Налог на имущество, тыс.руб	14,24	25,58	27,53	39,58	39,34
Итого	476,31	498,95	515,15	535,94	549,40

Анализируя полученные данные из таблицы 9.6, можно сделать вывод о том, что большую часть налогов составляют НДС и налог на прибыль, а также ежегодно наблюдается рост налоговых расходов за счет увеличения НДС и налога на прибыль.

9.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является одним из основных показателей эффективности проекта, представляет собой разницу между выручкой от продаж электроэнергии и мощности, и затратами на их производство.

Основной формой отражения производственной деятельности гидроэлектростанции по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках».

Годовая прибыль за первые годы проекта представлена в млн.руб. в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль за первые годы эксплуатации

Год	2022	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто)	1175,63	1211,37	1249,61	1284,27	1317,92
Текущие расходы	130,19	150,47	154,54	173,46	172,99
ЕБИТДА (валовая прибыль)	1169,53	1205,28	1243,52	1278,18	1311,82
ЕБИТ (прибыль до налогообложения)	1058,50	1082,67	1126,22	1137,18	1171,89
Скорректированный налог на прибыль	211,70	216,53	225,24	227,44	234,38
НОРАТ (чистая прибыль)	846,80	866,14	900,97	909,74	937,51
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20	20	20

По данным таблицы 9.7 видно, что величина чистой прибыли напрямую зависит от величины выручки.

Чистая прибыль активно прирастает, что позволяет быстро и в больших объёмах формировать доходы бюджета и денежные накопления предприятия.

Рост суммы чистой прибыли по проекту представлены на рисунке 9.2.

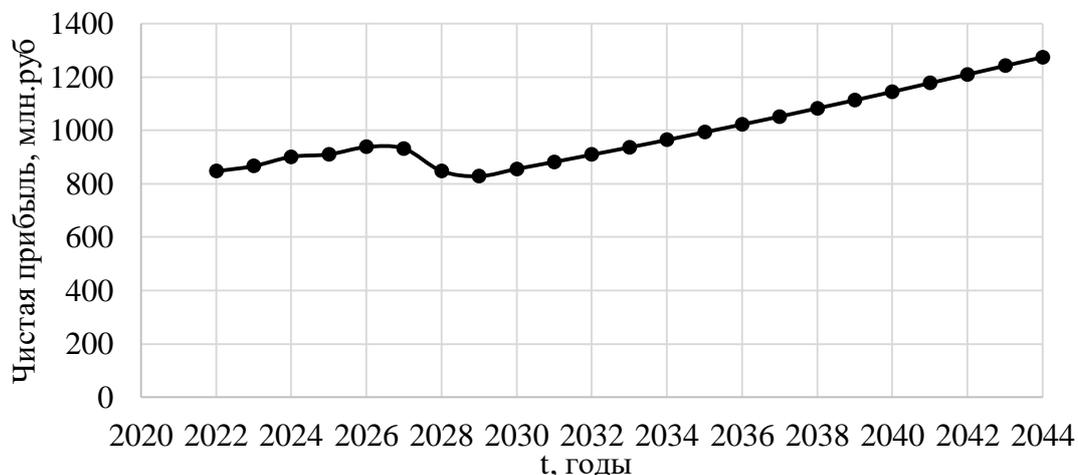


Рисунок 9.2 – Динамика чистой прибыли

Анализируя график, можно сделать вывод о том, что проект увеличивает свою экономическую эффективность с 2022 по 2044 год.

9.3 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.»). В приложении В на рисунке В.1 представлен график анализа денежных потоков с указанием этапов реализации проекта.

9.3.1 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 предТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113 [2].

б) Едиными сценарными условиями ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.

Расчеты производились с использованием программного продукта «ProjectExpert». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Хемчинской ГЭС составляет 25 лет;
- созданная финансовая модель соответствующей реалиям российской экономики.

- предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

Динамика тарифов на электроэнергию для Сибирского федерального округа принята в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро». Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

9.3.2 Коммерческая эффективность

Основные показатели коммерческой эффективности реализации проекта сводятся к расчетам показателей эффективности инвестиций. Показатели эффективности инвестиций представлены в таблице 9.8. Доходная часть формируется от продажи электроэнергии и мощности Хемчинской ГЭС.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,60
Период окупаемости - РВ, мес	135
Чистый приведенный доход – NPV, руб.	663972902
Индекс прибыльности – PI	1,20
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	13,35
Себестоимость руб./кВт·ч	1,23
Удельные капиталовложения, руб./кВт	73129

Срок окупаемости составляет 135 месяцев (11 лет и 3 месяца). Таким образом, проект окупится еще до его окончания, так как срок проекта 300 месяцев (25 лет). Также индекс прибыльности (1,20) больше единицы, что указывает на перспективность развития проектируемой ГЭС.

9.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отображают изменения доходов федерального и регионального бюджета от реализации данного проекта. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений, величина которых представлена в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления

Год	2021	2022	2023	2024	2025
В Федеральный бюджет, млн. руб.	342,99	468,12	479,47	493,72	502,45
В региональный бюджет, млн. руб.	10,36	14,24	25,58	27,53	39,58
Итого налоговых поступлений, млн. руб.	353,35	482,36	505,04	521,25	542,03

Из таблицы 9.9 видно, что большую часть налоговых поступлений составляют поступления в федеральный бюджет, складывающиеся из водного налога, налога на добавленную стоимость, взносов во внебюджетные фонды и налога на прибыль. Меньшую часть составляют поступления в региональный бюджет, она формируется из налога на имущество.

Происходит постепенный ввод в эксплуатацию новых мощностей, и связанный с этим рост производства электроэнергии, ввиду чего увеличиваются налоговые поступления.

9.4 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности позволяет определить, насколько сильно изменится эффективность проекта при определенном изменении одного и параметров проекта.

К факторам чувствительности относятся:

- инвестиционные затраты;
- ставки дисконтирования;
- тарифы на электроэнергию;
- цены сбыта.

Анализ изменения PI по следующим параметрам: ставке налогов, цене сбыта в диапазоне от -10 до 10%. Полученные результаты анализа чувствительности представлены на рисунках 9.3 – 9.5.

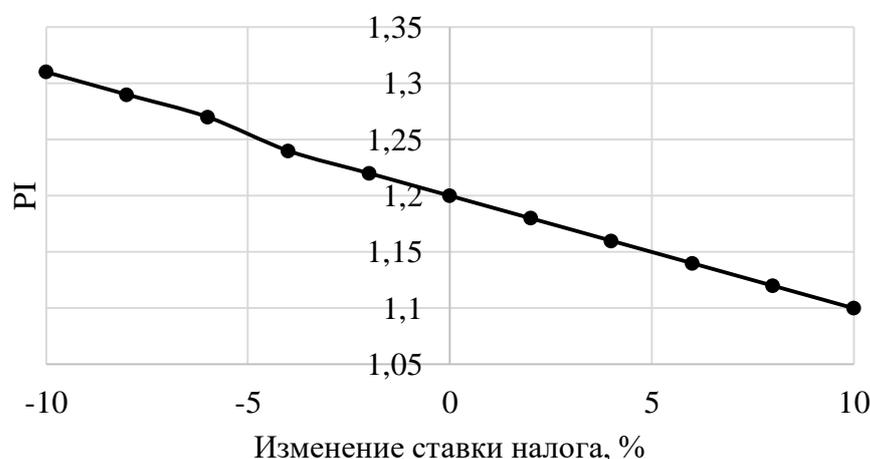


Рисунок 9.3 – Изменение величины PI от ставки налогов

Из рисунка 9.3 видно, что при уменьшении ставки налогов, индекс доходности увеличивается, а при увеличении - наоборот, то есть присутствует достаточно сильная обратная зависимость. При уменьшении ставки налогов, проект будет быстрее окупаться ввиду увеличения чистой прибыли.

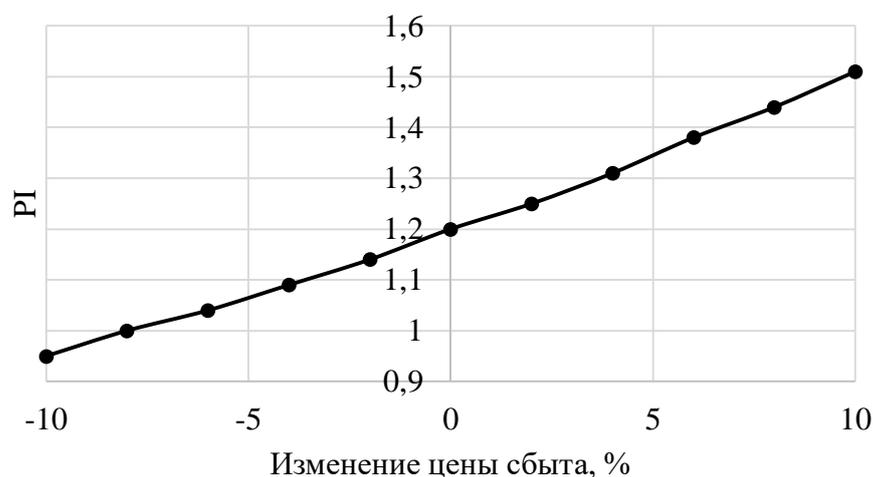


Рисунок 9.4 – Изменение величины PI от цены сбыта

По рисунку 9.4 можно сказать, что такой показатель, как индекс доходности напрямую зависит от цены сбыта: с увеличением цены сбыта, растет прибыль с каждой единицы продукции, соответственно и растет индекс прибыльности.

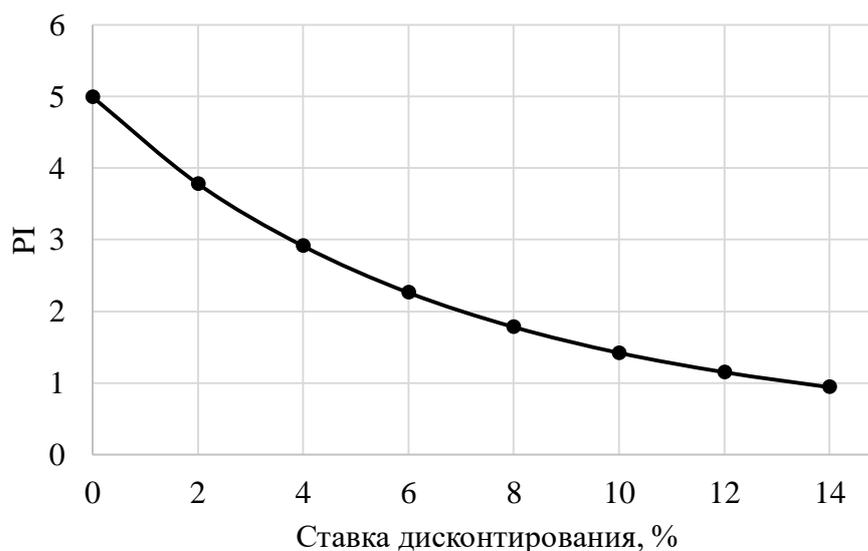


Рисунок 9.5 – Изменение величины PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

По рисунку 9.5 можно сделать вывод, что величина PI имеет обратную зависимость от ставки дисконтирования. Чем выше ставка дисконтирования, тем меньше чистый приведенный доход.

10 Современные НКУ-0,4 кВ. Состав, назначение. Принцип действия защит

10.1 Современные НКУ

На сегодняшний день к оборудованию, установленному в системе электроснабжения любого промышленного предприятия применяются высокие требования по надежности, так как даже непродолжительный сбой в электроснабжении приводит к большим финансовым потерям и требует длительного времени для восстановления нормальной работы системы. Но даже в условиях непрерывной круглосуточной работы нельзя избежать простоев, вызванных регламентными работами, поэтому важным показателем качества для данных предприятий становится показатель обеспечения непрерывности технологического процесса и сведение простоев к минимуму. Внедрение современного инновационного оборудования упрощает процесс его эксплуатации, повышает надежность системы электроснабжения, наблюдаемость за технологическим процессом и его эффективность, а также сокращает расходы на техническое обслуживание оборудования. Примером инновационного оборудования являются низковольтные комплектные устройства (сокращенно НКУ) 0,4 кВ без которого невозможна нормальная работа ни одного технологического процесса или агрегата на любом промышленном предприятии. В производстве НКУ используются только качественные материалы и надежные комплектующие известных производителей таких как «ABB, SIEMENS, ЭКРА»

Современное НКУ представлено на рисунке 10.1.



Рисунок 10.1 – Современное НКУ

НКУ распределения и управления – это совокупность низковольтных аппаратов совместно с устройствами контроля, измерения, сигнализации,

защиты, регулирования, смонтированных предприятием (изготовителем НКУ) под его ответственность на единой конструктивной основе со всеми внутренними электрическими и механическими соединениями и конструктивными элементами.

Современное НКУ-0,4 кВ может содержать в себе:

- электросчетчики;
- автоматические выключатели;
- устройства аварийного отключения (блокировка сети при качаниях и коротких замыканиях);
- устройство регулирования питания на шинах и автоматический ввод резерва (для постоянного бесперебойного электроснабжения потребителей)

НКУ классифицируют по следующим признакам: конструктивному исполнению; месту установки, по способу обслуживания (двухстороннее и одностороннее).

10.2 Назначение НКУ и его состав

10.2.1 Назначение НКУ

НКУ предназначено для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц напряжением 0,4 кВ и 0,69 кВ в сетях с глухозаземленной или изолированной нейтралью, управления электрооборудованием и его защиты от токов короткого замыкания, и перегрузок.

Также НКУ предназначено для применения в составе систем энергоснабжения, управления и автоматики в качестве распределительных щитов, силовых распределительных пунктов, щитов и шкафов управления и автоматики. НКУ также могут применяться в качестве распределительных устройств со стороны низшего напряжения комплектных трансформаторных подстанций.

10.2.2 Конструкция шкафов НКУ

Конструктивно НКУ разделено на транспортные секции в основе каждой секции лежит жесткий стальной каркас, состоящий из вертикальных и горизонтальных профильных элементов (реек). Внутреннее пространство делится на отсеки:

- шинный
- кабельный
- функциональный

К каркасу крепятся все остальные элементы конструкции. Каркас устанавливается на опорный цоколь стандартного или усиленного исполнения. Усиленный цоколь применяется при больших токах сборных шин (4000 А и более). Функциональные модули представляют собой совокупность

конструктивно отделенного силового и вторичного оборудования, которое обеспечивает выполнение заданной функции (управление, ввод, секционирование, локальная автоматизация, распределение) в зависимости от исполнения, размещаются либо в функциональных отсеках шкафов (фиксированное исполнение), либо в выдвижных ячейках. Оболочка шкафов НКУ обеспечивает требуемую степень защиты. Оболочка состоит из дверей и крышек. Двери обеспечивают оперативный доступ к оборудованию щита и комплектуются замками под специальный ключ.

10.2.3 Состав НКУ

Щиты НКУ состоят из шкафов, объединенных в транспортные секции полной заводской готовности. Для соединения транспортных секций на объекте в поставку включены комплекты монтажных частей, которые представляют собой набор необходимых метизов, шинных накладок, шинных компенсаторов, кабелей и прочих необходимых элементов для монтажа НКУ.

В состав современного НКУ могут входить:

1. Шкафы ввода (ШВ)

ШВ выполняют следующие стандартные функции:

- ввод питания к секции сборных шин НКУ от источника;
- защита сборных шин от токов короткого замыкания и перегрузки;
- контроль параметров питающего напряжения и тока, учет электроэнергии;
- формирование сигналов состояния оборудования шкафа.

Возможная комплектация ШВ:

- вводной автоматический выключатель;
- трансформаторы тока;
- узлы присоединения подводящих кабелей или шинного моста;
- измерительные приборы и приборы учета;
- элементы управления вводным аппаратом;
- элементы системы сборных шин НКУ.

2. Секционные шкафы (ШС)

ШС выполняют следующие стандартные функции:

- секционирования сборных шин;
- коммутацию сборных шин в режиме АВР;
- управление АВР;
- формирование сигналов состояния оборудования шкафа.

Комплектация шкафа:

- секционный автоматический выключатель или выключатель-разъединитель;
- вторичное оборудование системы АВР и цепей оперативного тока;
- узлы присоединения подводящих кабелей или шинного моста, при разделении НКУ на несколько отдельно стоящих секций;
- элементы управления секционным аппаратом;

- элементы системы сборных шин НКУ.

3. Шкафы отходящих линий (ШЛ)

Модули отходящих линий, в зависимости от исполнения, выполняют следующие стандартные функции:

- питание потребителей;
- организация управления потребителем;
- защита сборных шин и потребителя от токов короткого замыкания и перегрузки;
- контроль параметров напряжения и тока отходящей линии, учет электроэнергии (опционально);
- формирование сигналов состояния оборудования модуля.

Комплектация модуля отходящих линий:

- автоматический выключатель;
- контактор;
- трансформаторы тока;
- узлы присоединения подводящих кабелей или шинного моста;
- измерительные приборы;
- элементы управления аппаратом отходящей линии.

4. Шкафы с устройством плавного пуска (модули с УПП)

Шкафы (модули) с УПП выполняют:

- защиту двигателя от коротких замыканий, перегрузок, обрыва и несимметрии фаз;
- контроль параметров питающего напряжения и нагрузки;
- технический учет энергопотребления;
- управление в местном и дистанционном режимах, включая функцию аварийного останова;
- местный и удаленный мониторинг параметров шкафа УПП и нагрузки;
- световую сигнализацию и вывод дискретных сигналов режимов работы;
- прямой плавный пуск и останов;
- реверсивный плавный пуск и останов;
- автоматический плавный самозапуск двигателя;
- байпасный пуск.

Возможная комплектация шкафа (или выдвижного модуля) с УПП:

- устройства плавного пуска;
- автоматические выключатели;
- силовые рубильники;
- контакторы;
- тепловые реле;
- вспомогательное оборудование;
- панель управления УПП;
- кнопки управления, аварийного останова;
- световая индикация режимов работы.

5. Шкафы с преобразователем частоты (модули с ПЧ)

Шкафы (модули) с ПЧ выполняют:

- защиту двигателя от коротких замыканий, перегрузок, обрыва и несимметрии фаз;
- контроль параметров питающего напряжения и нагрузки;
- управление в местном и дистанционном режимах (в том числе по интерфейсному каналу), включая функцию аварийного останова;
- местный и удаленный (по интерфейсному каналу) мониторинг параметров шкафа ПЧ и нагрузки;
- прямой пуск в режиме регулирования;
- реверсивный пуск в режиме регулирования;
- автоматический плавный самозапуск двигателя;
- возможность ступенчатого и плавного изменения скорости вращения.

Возможная комплектация шкафа (или выдвижного модуля) с ПЧ:

- преобразователи частоты;
- автоматические выключатели;
- силовые рубильники;
- предохранители;
- контакторы;
- тепловые реле;
- входные и выходные фильтры или дроссели;
- тормозные резисторы.

6. Шкафы компенсации реактивной мощности (КРМ)

Функции шкафов КРМ:

- поддержание заданного значения коэффициента мощности;
- контроль параметров питающей сети и шкафов КРМ;
- компенсацию реактивной мощности;
- управление в местном и дистанционных режимах;
- местный и удаленный мониторинг параметров шкафа КРМ и сети;
- световую сигнализацию и вывод дискретных сигналов режимов работы.

В шкаф КРМ размещаются:

- автоматический выключатель;
- один или несколько модулей КРМ с конденсаторами, пускорегулирующей аппаратурой и рубильником с предохранителями;
- контроллер управления;
- антирезонансные дроссели опционально;
- световая индикация режимов работы.

7. Шинный мост (ШМ)

Шинный мост предназначен для подключения вводного шкафа к источнику питания, подключения мощных нагрузок к щиту НКУ, соединения секций щита НКУ при многорядном размещении в помещении.

ШМ представляет собой шинную систему, размещенную на опорных изоляторах внутри каркаса и защищенную снаружи оболочкой из съемных крышек. Шинный мост НКУ представлен на рисунке 10.2.

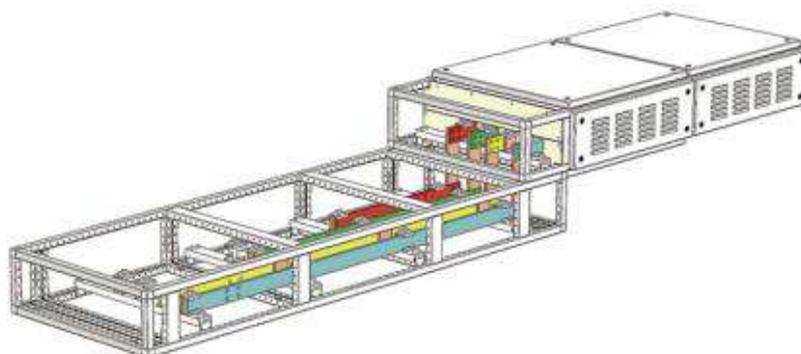


Рисунок 10.2 – Шинный мост

10.3 Система АВР

АВР является основной системой в НКУ, предназначенной для управления в автоматическом режиме вводными и секционными коммутационными аппаратами в случае пропадания напряжения на основном вводе (вводах), для подачи питания на секцию (секции) сборных шин от резервного источника. Типовые решения по АВР предназначены для управления двумя или тремя вводами с секционным аппаратом и без. Шкаф системы АВР представлен на рисунке 10.3.



Рисунок 10.3 – Шкаф АВР

В состав системы АВР входят:

- реле контроля напряжения, для контроля заданных параметров сети на каждом вводе;

- микроконтроллер АВР (либо релейная схема), для реализации требуемого набора функций и алгоритма работы;
- панель оператора (опционально);
- цепи оперативного тока;
- оборудование для управления и индикации режимов работы АВР;
- промежуточные реле и клеммы для организации цепей сигнализации и управления.

Большая часть оборудования системы АВР размещается на монтажной плате в отсеке вторичного оборудования ШС. На дверце ШС размещаются панель оператора (в случае ее наличия), светодиодные лампы для индикации режима работы АВР и органы управления.

Во всех алгоритмах АВР предусмотрены следующие блокировки:

- выбор режима управления (ручное, автоматическое или дистанционное);
- блокировка АВР при аварийном отключении вводного или секционного выключателя;
- блокировка АВР при отключении вводного выключателя от реле контроля тока в нейтрали;
- запрет возврата в нормальный режим, при наличии сигнала о перегреве силового трансформатора;
- логическая и электрическая блокировка взаимного состояния коммутационных аппаратов (для исключения встречной работы и обеспечения последовательности коммутации);
- невыполнение предыдущего шага алгоритма.

Типовые схемы подключения АВР представлены на рисунке 10.4.

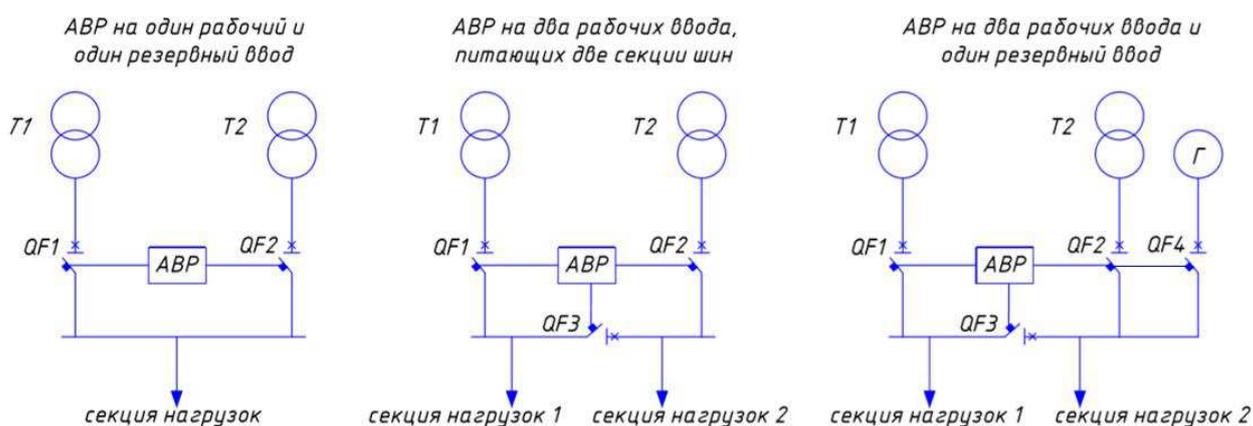


Рисунок 10.4 – Схемы подключения АВР

Для того чтобы понять, принцип работы системы АВР в НКУ была реализована простая схема работы данной системы с помощью программного комплекса «LOGOSOFTcomfort» и представлена на рисунке 10.5.

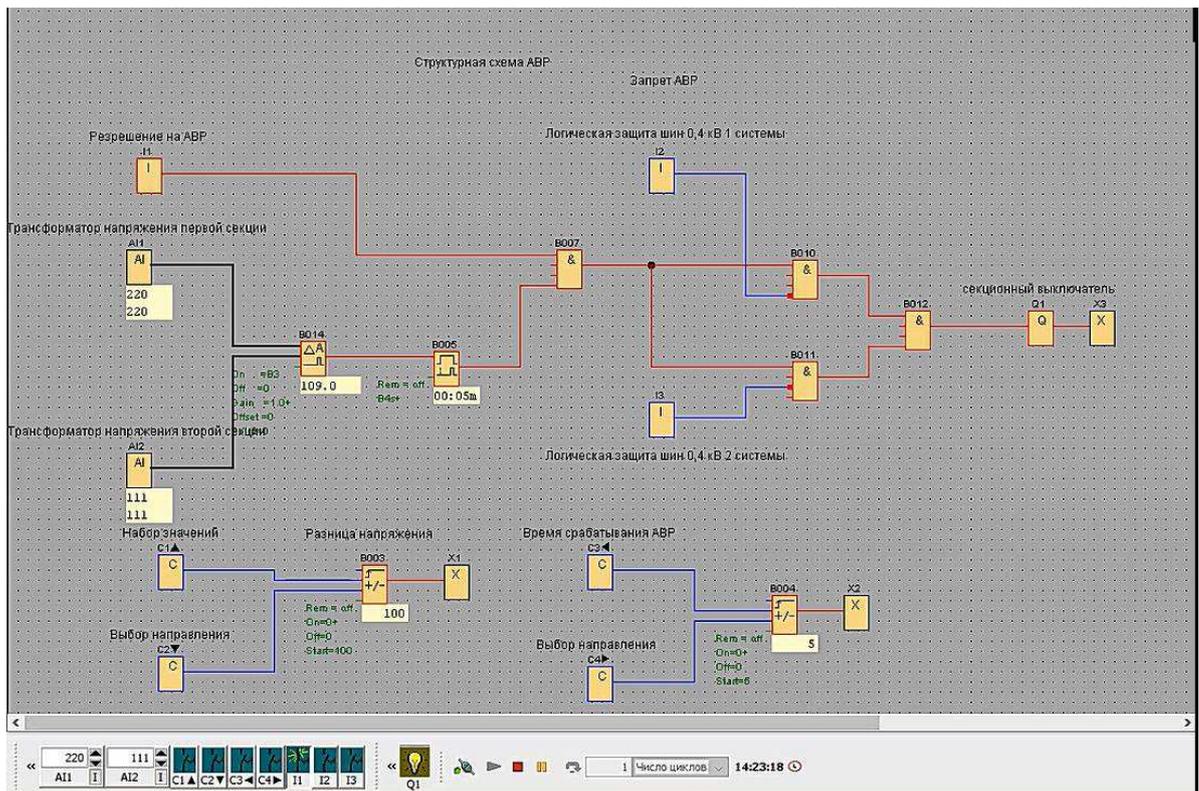


Рисунок 10.5 – Схема АВР

Алгоритм программы:

- 1) Устанавливаются номинальные значения напряжения для первой и второй секции шин рабочего питания потребителя (220 В);
- 2) Выбирается уставка срабатывания АВР (100 В);
- 3) Устанавливается выдержка по времени (5 с).

Проверка работы схемы АВР:

- 1) Трансформатор напряжения второй секции фиксирует снижение напряжения (создаем ситуацию падения напряжение на секции шин рабочего питания потребителей);
- 2) После того как разница напряжений между двумя секциями достигнет 100 В (уставка срабатывания АВР), подается сигнал на таймер, который отсчитывает выдержку времени;
- 3) Формируется команда на отключение вводного выключателя
- 4) Подается сигнал на пуск АВР, включается секционный выключатель, который вводит резервные источники питания. Таким образом, АВР запустилось.

Также стоит отметить, если сработала логическая защита шин (то есть понижение напряжения произошло в водной части схемы, в месте присоединений, питающихся от рабочего источника) включение резервного источника питания запрещено.

10.4 Основные защиты НКУ-0,4 кВ и их принцип действия

1) Защита нейтрали и защита нулевой последовательности трансформатора в НКУ

Защиты могут быть организованы с использованием токовых реле и трансформаторов тока, а также с использованием дополнительных аксессуаров вводных автоматических выключателей (датчики тока нейтрали, тороиды), устанавливаемых на нейтрали или совмещенной шине PEN на вводе в НКУ.

При срабатывании защиты обеспечивается отключение вводного выключателя, световая индикация неисправности и формирование соответствующего сигнала во внешнюю систему мониторинга.

2) Защита от перегрева электродвигателя

Электродвигатель, управляемый с НКУ, оснащается термодатчиком, расположенным в обмотке статора. Блокировка при перегреве электродвигателя формируется при нагреве обмотки статора выше граничной температуры, установленной в термодатчике. При этом электродвигатель останавливается, и его запуск невозможен до сброса блокировки. Сброс блокировки происходит автоматически при охлаждении обмоток статора до температуры, указанной в руководстве по эксплуатации (РЭ) для определенного терминала НКУ.

3) Защита от обрыва фазы подключения к электродвигателю

Блокировка от обрыва цепей управления электродвигателя работает как при работе электродвигателя, так и в состоянии «СТОП». Блокировка возникнет, если значение тока в одной из фаз электродвигателя, меньше установленного изготовителем значения. Проверка обрыва фазы в состоянии «СТОП» проводится некоторое количество раз за определенное время. Алгоритм формирования блокировки такой же, как и при работающем электродвигателе. При возникновении блокировки формируется сообщение о срабатывании блокировки защиты. Блокировка снимется автоматически при восстановлении подключения к электродвигателю.

4) Защита от коротких замыканий между фазами электродвигателя

Защита от короткого замыкания между фазами в цепи управления электродвигателем НКУ обеспечивается аппаратно. Защита срабатывает при превышении допустимых токов в цепи электродвигателя или перегреве силового модуля.

Этот тип защиты требует квитирование. При срабатывании данной защиты движение электродвигателя запрещается до ее сброса.

5) Защита от повышения и понижения питающего напряжения на вводах НКУ

Контроль состояния питающего напряжения осуществляется с помощью реле контроля напряжения. Защита срабатывает при:

- пропадании фазы
- неправильном чередовании фаз

- выходе значений напряжения за установленный диапазон (пороги минимального и максимального напряжения, время срабатывания реле настраиваются на лицевой панели реле)

Контроль значений токов на секциях сборных шин, фазных и линейных напряжений в НКУ осуществляется аналоговыми амперметрами и вольтметрами с переключателями.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассчитаны и определены основные параметры и элементы Хемчинского гидроузла на реке Хемчик, являющимся сооружением III класса.

В ходе водно-энергетических расчетов была определена установленная мощность, равная 147 МВт и среднегоголетняя выработка 0,7 млрд. кВт·ч.

Следующим этапом работы был выбор основного и вспомогательного оборудования, в ходе которого было определено число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы ГЭС (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 27,83 м;
- расчетный – 24,83 м;
- минимальный – 23,99;

При выборе турбин рассматривалось два варианта: ПЛ30а-В и ПЛ30б-В. В результате расчетов был выбран оптимальный вариант с тремя гидротурбинами ПЛ30а-В-560. По справочным данным для данной турбины с синхронной частотой вращения 115,4 об/мин подобран серийный гидрогенератор СВ-840/150-52 с номинальной активной мощностью 50 МВт.

Затем была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 5 присоединений (3 одиночных блока, 2 отходящие воздушные линии) с двумя рабочими системами шин. По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ 80000/220-У1, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-400/10/0,4, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС-240/32.

Далее был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловой с водосбросами совмещенного типа. В состав сооружения входят:

- левобережная грунтовая плотина;
- водосливная бетонная плотина;
- здание ГЭС;
- правобережная глухая бетонная плотина.

Расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 22,8 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 523 м;
- число водопропускных отверстий – 6;
- ширина водопропускных отверстий – 18 м;
- отметка гребня плотины – 557,6 м;
- ширина гребня – 20 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется водобойный колодец. Бетонная плотина разделяется по длине постоянными температурными швами на отдельные секции, для обеспечения монолитности бетона секций плотины при температурной деформации в различных частях тела плотины и при неравномерных осадках основания.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,62 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений III класса – 1,15). Таким образом, плотина Хемчинского гидроузла соответствует всем требованиям надежности и другим требованиям предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды, охране труда и пожарной безопасности.

По технико-экономическим расчетам были получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 135 месяцев;
- себестоимость электроэнергии – 1,23 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 73129 руб/кВт.

Таким образом строительство Хемчинского гидроузла в настоящее время является актуальным и выгодным с точки зрения технико-экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114с.
2. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
3. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
4. Брызгалов, В.И. Гидроэлектростанции: учебное пособие/ В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ. 2002. – 541с.
5. СТО 59012820-29.20.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. – Введ. 20.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 132с.
6. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П.Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312с.
7. СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). – М.: ФГПУ ЦПП, 2004.
8. СП 14.13330.2011 Строительство в сейсмичных районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*. – Введ. 20.05.2011. – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 80 с.
9. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
10. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003 (с Изменением N 1). – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
11. 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.
12. Гидротехнические сооружения. Часть 2: учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва: Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.
13. 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.

14. Каталог «Трансформаторы сухие ТСЗ 400/10/0,4 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «СвердловЭлектроЩит». – Режим доступа: <https://energo-zavod96.ru>
15. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru>
16. Каталог «Трансформаторное оборудование» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор» – Режим доступа: <http://www.transformator.com.ru>
17. Каталог «Опорные трансформаторы тока ТОЛ-10-М» [Электронный ресурс] // ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». – Режим доступа: <http://www.cztt.ru>
18. Каталог «Измерительные трансформаторы» [Электронный ресурс] // ОАО АО «ГК «ЭлектроЩит» – ТМ Самара». – Режим доступа: <https://www.electroshield.ru>
19. Правила устройства электроустановок: изд. 7. – Москва: ДЕАН, 2013. – 706с.
20. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
21. 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.
22. ГОСТ 2.755-87 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. – Введ. 01.01.1988. – Москва: ИПК Издательство стандартов, 1998. – 7 с.
23. ГОСТ 2.722-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва: Стандартиформ, 2008. – 15 с.
24. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»
25. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.
26. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно-энергетические расчеты

Таблица А.1 – ВЭР для типичных суток февраля

Часы	Q _{полезн.быт}	Q _Ф	Q _{НБ}	Q _{в-ща}	Q _{ГЭС}	Q _{хх}	Q _{сан.п-к}	Объем			Верхний бьеф			Z _{НБ}	H	N _{ГЭС}	N _{ГАР}
								V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
17	186	4	229	39	225	0	120	0,0975	0,0001	0,0974	554,00	553,97	553,99	526,54	27,21	54	54
18	186	4	640	450	636	0	120	0,0974	0,0016	0,0957	553,97	553,70	553,84	527,99	25,61	143	143
19	186	4	635	445	631	0	120	0,0957	0,0016	0,0941	553,70	553,41	553,56	527,97	25,35	141	141
20	186	4	460	270	456	0	120	0,0941	0,0010	0,0932	553,41	553,24	553,33	527,48	25,61	103	103
21	186	4	305	115	301	0	120	0,0932	0,0004	0,0928	553,24	553,16	553,20	526,89	26,07	69	69
22	186	4	120	-70	116	0	120	0,0928	-0,0003	0,0930	553,16	553,21	553,19	525,94	27,01	28	сан.п-к
23	186	4	120	-70	116	0	120	0,0930	-0,0003	0,0933	553,21	553,26	553,23	525,94	27,06	28	сан.п-к
24	186	4	120	-70	116	0	120	0,0933	-0,0003	0,0935	553,26	553,30	553,28	525,94	27,11	28	сан.п-к
1	186	4	120	-70	116	0	120	0,0935	-0,0003	0,0938	553,30	553,35	553,32	525,94	27,15	28	сан.п-к
2	186	4	120	-70	116	0	120	0,0938	-0,0003	0,0940	553,35	553,39	553,37	525,94	27,20	28	сан.п-к
3	186	4	120	-70	116	0	120	0,0940	-0,0003	0,0943	553,39	553,44	553,41	525,94	27,24	28	сан.п-к
4	186	4	120	-70	116	0	120	0,0943	-0,0003	0,0945	553,44	553,48	553,46	525,94	27,29	28	сан.п-к
5	186	4	120	-70	116	0	120	0,0945	-0,0003	0,0948	553,48	553,53	553,50	525,94	27,33	28	сан.п-к
6	186	4	120	-70	116	0	120	0,0948	-0,0003	0,0950	553,53	553,57	553,55	525,94	27,38	28	сан.п-к
7	186	4	120	-70	116	0	120	0,0950	-0,0003	0,0953	553,57	553,62	553,59	525,94	27,42	28	сан.п-к
8	186	4	120	-70	116	0	120	0,0953	-0,0003	0,0955	553,62	553,66	553,64	525,94	27,47	28	сан.п-к
9	186	4	120	-70	116	0	120	0,0955	-0,0003	0,0958	553,66	553,70	553,68	525,94	27,51	28	сан.п-к
10	186	4	120	-70	116	0	120	0,0958	-0,0003	0,0960	553,70	553,75	553,73	525,94	27,55	28	сан.п-к
11	186	4	120	-70	116	0	120	0,0960	-0,0003	0,0963	553,75	553,79	553,77	525,94	27,60	28	сан.п-к
12	186	4	120	-70	116	0	120	0,0963	-0,0003	0,0965	553,79	553,84	553,81	525,94	27,64	28	сан.п-к
13	186	4	120	-70	116	0	120	0,0965	-0,0003	0,0968	553,84	553,88	553,86	525,94	27,68	28	сан.п-к
14	186	4	120	-70	116	0	120	0,0968	-0,0003	0,0970	553,88	553,92	553,90	525,94	27,73	28	сан.п-к
15	186	4	120	-70	116	0	120	0,0970	-0,0003	0,0973	553,92	553,96	553,94	525,94	27,77	28	сан.п-к
16	186	4	120	-70	116	0	120	0,0973	-0,0003	0,0975	553,96	554,00	553,98	525,94	27,81	28	сан.п-к

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – ВЭР для типичных суток ноября

Часы	Q _{полезн.быт}	Q _Ф	Q _{НБ}	Q _{в-ща}	Q _{ГЭС}	Q _{хх}	Q _{сан.п-к}	Объем			Верхний бьеф			Z _{НБ}	H	N _{ГЭС}	N _{ГАР}
								V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
17	192	4	267	71	263	0	120	0,0975	0,0003	0,0972	554	553,95	553,98	526,72	27,02	63	63
18	192	4	641	445	637	0	120	0,0972	0,0016	0,0956	553,95	553,68	553,82	527,99	25,59	143	143
19	192	4	646	450	642	0	120	0,0956	0,0016	0,0940	553,68	553,39	553,54	528	25,3	143	143
20	192	4	510	314	506	0	120	0,0940	0,0011	0,0929	553,39	553,19	553,29	527,63	25,42	113	113
21	192	4	349	153	345	0	120	0,0929	0,0006	0,0923	553,19	553,09	553,14	527,07	25,83	78	78
22	192	4	120	-76	116	0	120	0,0923	-0,0003	0,0926	553,09	553,14	553,12	525,94	26,94	28	сан.п-к
23	192	4	120	-76	116	0	120	0,0926	-0,0003	0,0929	553,14	553,19	553,16	525,94	26,99	28	сан.п-к
24	192	4	120	-76	116	0	120	0,0929	-0,0003	0,0932	553,19	553,24	553,21	525,94	27,04	28	сан.п-к
1	192	4	120	-76	116	0	120	0,0932	-0,0003	0,0934	553,24	553,29	553,26	525,94	27,09	28	сан.п-к
2	192	4	120	-76	116	0	120	0,0934	-0,0003	0,0937	553,29	553,34	553,31	525,94	27,14	28	сан.п-к
3	192	4	120	-76	116	0	120	0,0937	-0,0003	0,0940	553,34	553,39	553,36	525,94	27,19	28	сан.п-к
4	192	4	120	-76	116	0	120	0,0940	-0,0003	0,0943	553,39	553,44	553,41	525,94	27,24	28	сан.п-к
5	192	4	120	-76	116	0	120	0,0943	-0,0003	0,0945	553,44	553,48	553,46	525,94	27,29	28	сан.п-к
6	192	4	120	-76	116	0	120	0,0945	-0,0003	0,0948	553,48	553,53	553,51	525,94	27,34	28	сан.п-к
7	192	4	120	-76	116	0	120	0,0948	-0,0003	0,0951	553,53	553,58	553,56	525,94	27,39	28	сан.п-к
8	192	4	120	-76	116	0	120	0,0951	-0,0003	0,0954	553,58	553,63	553,61	525,94	27,43	28	сан.п-к
9	192	4	120	-76	116	0	120	0,0954	-0,0003	0,0956	553,63	553,68	553,65	525,94	27,48	28	сан.п-к
10	192	4	120	-76	116	0	120	0,0956	-0,0003	0,0959	553,68	553,73	553,7	525,94	27,53	28	сан.п-к
11	192	4	120	-76	116	0	120	0,0959	-0,0003	0,0962	553,73	553,77	553,75	525,94	27,58	28	сан.п-к
12	192	4	120	-76	116	0	120	0,0962	-0,0003	0,0964	553,77	553,82	553,8	525,94	27,62	28	сан.п-к
13	192	4	120	-76	116	0	120	0,0964	-0,0003	0,0967	553,82	553,87	553,84	525,94	27,67	28	сан.п-к
14	192	4	120	-76	116	0	120	0,0967	-0,0003	0,0970	553,87	553,91	553,89	525,94	27,72	28	сан.п-к
15	192	4	120	-76	116	0	120	0,0970	-0,0003	0,0973	553,91	553,96	553,94	525,94	27,76	28	сан.п-к
16	192	4	120	-76	116	0	120	0,0973	-0,0003	0,0975	553,96	554	553,98	525,94	27,81	28	сан.п-к

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – ВЭР для типичных суток марта

Часы	Q _{полезн.быт}	Q _Ф	Q _{НБ}	Q _{в-ща}	Q _{ГЭС}	Q _{хх}	Q _{сан.п-к}	Объем			Верхний бьеф			Z _{НБ}	H	N _{ГЭС}	N _{ГАР}
								V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
9	252	4	318	62	314	0	120	0,0975	0,0002	0,0973	554,00	553,96	553,98	526,81	26,93	74	74
10	252	4	406	150	402	0	120	0,0973	0,0005	0,0967	553,96	553,87	553,91	527,14	26,54	94	94
11	252	4	373	117	369	0	120	0,0967	0,0004	0,0963	553,87	553,80	553,83	527,02	26,58	86	86
12	252	4	181	-75	177	0	120	0,0963	-0,0003	0,0966	553,80	553,84	553,82	526,19	27,40	43	43
13	252	4	275	19	271	0	120	0,0966	0,0001	0,0965	553,84	553,83	553,84	526,63	26,97	64	64
14	252	4	386	130	382	0	120	0,0965	0,0005	0,0960	553,83	553,75	553,79	527,07	26,49	89	89
15	252	4	276	20	272	0	120	0,0960	0,0001	0,0960	553,75	553,74	553,75	526,63	26,88	64	64
16	252	4	139	-117	135	0	120	0,0960	-0,0004	0,0964	553,74	553,81	553,78	525,97	27,57	33	33
17	252	4	339	83	335	0	120	0,0964	0,0003	0,0961	553,81	553,76	553,79	526,89	26,66	79	79
18	252	4	282	26	278	0	120	0,0961	0,0001	0,0960	553,76	553,74	553,75	526,66	26,86	66	66
19	252	4	215	-41	211	0	120	0,0960	-0,0001	0,0962	553,74	553,77	553,76	526,36	27,17	50	50
20	252	4	329	73	325	0	120	0,0962	0,0003	0,0959	553,77	553,72	553,75	526,85	26,66	76	76
21	252	4	641	385	637	0	120	0,0959	0,0014	0,0945	553,72	553,48	553,60	527,82	25,54	143	143
22	252	4	646	390	642	0	120	0,0945	0,0014	0,0931	553,48	553,23	553,35	527,84	25,28	143	143
23	252	4	246	-10	242	0	120	0,0931	0,0000	0,0931	553,23	553,23	553,23	526,50	26,49	56	56
24	252	4	120	-136	116	0	120	0,0931	-0,0005	0,0936	553,23	553,32	553,28	525,86	27,18	28	сан.п-к
1	252	4	120	-136	116	0	120	0,0936	-0,0005	0,0941	553,32	553,41	553,37	525,86	27,27	28	сан.п-к
2	252	4	120	-136	116	0	120	0,0941	-0,0005	0,0946	553,41	553,50	553,45	525,86	27,36	28	сан.п-к
3	252	4	120	-136	116	0	120	0,0946	-0,0005	0,0951	553,50	553,59	553,54	525,86	27,44	28	сан.п-к
4	252	4	120	-136	116	0	120	0,0951	-0,0005	0,0956	553,59	553,67	553,63	525,86	27,53	28	сан.п-к
5	252	4	120	-136	116	0	120	0,0956	-0,0005	0,0961	553,67	553,76	553,71	525,86	27,62	28	сан.п-к
6	252	4	120	-136	116	0	120	0,0961	-0,0005	0,0966	553,76	553,84	553,80	525,86	27,70	28	сан.п-к
7	252	4	120	-136	116	0	120	0,0966	-0,0005	0,0971	553,84	553,92	553,88	525,86	27,78	28	сан.п-к
8	252	4	120	-136	116	0	120	0,0971	-0,0005	0,0975	553,92	554,00	553,96	525,86	27,87	28	сан.п-к

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – ВЭР для типичных суток октября

Часы	Q _{полезн.быт}	Q _Ф	Q _{НБ}	Q _{в-ща}	Q _{ГЭС}	Q _{хх}	Q _{сан.п-к}	Объем			Верхний бьеф			Z _{НБ}	H	N _{ГЭС}	N _{ГАР}
								V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
9	245	4	306	57	302	0	120	0,0975	0,0002	0,0973	554,00	553,96	553,98	526,76	26,99	72	72
10	245	4	396	147	392	0	120	0,0973	0,0005	0,0968	553,96	553,88	553,92	527,10	26,58	92	92
11	245	4	361	112	357	0	120	0,0968	0,0004	0,0964	553,88	553,81	553,84	526,97	26,63	84	84
12	245	4	172	-77	168	0	120	0,0964	-0,0003	0,0966	553,81	553,85	553,83	526,14	27,45	41	41
13	245	4	264	15	260	0	120	0,0966	0,0001	0,0966	553,85	553,85	553,85	526,58	27,03	62	62
14	245	4	375	126	371	0	120	0,0966	0,0005	0,0961	553,85	553,77	553,81	527,03	26,54	87	87
15	245	4	264	15	260	0	120	0,0961	0,0001	0,0961	553,77	553,76	553,76	526,58	26,95	62	62
16	245	4	130	-119	126	0	120	0,0961	-0,0004	0,0965	553,76	553,83	553,80	525,92	27,64	31	31
17	245	4	330	81	326	0	120	0,0965	0,0003	0,0962	553,83	553,78	553,81	526,86	26,72	77	77
18	245	4	273	24	269	0	120	0,0962	0,0001	0,0961	553,78	553,77	553,78	526,62	26,92	64	64
19	245	4	203	-46	199	0	120	0,0961	-0,0002	0,0963	553,77	553,80	553,78	526,30	27,25	48	48
20	245	4	317	68	313	0	120	0,0963	0,0002	0,0961	553,80	553,76	553,78	526,80	26,74	74	74
21	245	4	638	389	634	0	120	0,0961	0,0014	0,0947	553,76	553,51	553,63	527,82	25,58	143	143
22	245	4	644	395	640	0	120	0,0947	0,0014	0,0932	553,51	553,25	553,38	527,83	25,31	143	143
23	245	4	233	-16	229	0	120	0,0932	-0,0001	0,0933	553,25	553,26	553,26	526,44	26,58	54	54
24	245	4	120	-129	116	0	120	0,0933	-0,0005	0,0938	553,26	553,35	553,31	525,86	27,21	28	сан.п-к
1	245	4	120	-129	116	0	120	0,0938	-0,0005	0,0942	553,35	553,43	553,39	525,86	27,29	28	сан.п-к
2	245	4	120	-129	116	0	120	0,0942	-0,0005	0,0947	553,43	553,52	553,47	525,86	27,38	28	сан.п-к
3	245	4	120	-129	116	0	120	0,0947	-0,0005	0,0952	553,52	553,60	553,56	525,86	27,46	28	сан.п-к
4	245	4	120	-129	116	0	120	0,0952	-0,0005	0,0956	553,60	553,68	553,64	525,86	27,54	28	сан.п-к
5	245	4	120	-129	116	0	120	0,0956	-0,0005	0,0961	553,68	553,76	553,72	525,86	27,63	28	сан.п-к
6	245	4	120	-129	116	0	120	0,0961	-0,0005	0,0966	553,76	553,84	553,80	525,86	27,71	28	сан.п-к
7	245	4	120	-129	116	0	120	0,0966	-0,0005	0,0970	553,84	553,92	553,88	525,86	27,78	28	сан.п-к
8	245	4	120	-129	116	0	120	0,0970	-0,0005	0,0975	553,92	554,00	553,96	525,86	27,86	28	сан.п-к

Продолжение приложения А

Таблица А.5 – ВЭР для типичных суток апреля

Часы	Q _{полезн.быт}	Q _Ф	Q _{НБ}	Q _{в-ща}	Q _{ГЭС}	Q _{хх}	Q _{сан.п-к}	Объем			Верхний бьеф			Z _{НБ}	H	N _{ГЭС}	N _{ГАР}
								V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
9	273	4	353	76	349	0	120	0,0975	0,0003	0,0972	554,00	553,95	553,98	526,95	26,79	82	82
10	273	4	434	157	430	0	120	0,0972	0,0006	0,0967	553,95	553,86	553,90	527,23	26,43	100	100
11	273	4	397	120	393	0	120	0,0967	0,0004	0,0962	553,86	553,78	553,82	527,11	26,48	92	92
12	273	4	228	-49	224	0	120	0,0962	-0,0002	0,0964	553,78	553,81	553,80	526,42	27,14	54	54
13	273	4	312	35	308	0	120	0,0964	0,0001	0,0963	553,81	553,79	553,80	526,78	26,78	73	73
14	273	4	417	140	413	0	120	0,0963	0,0005	0,0958	553,79	553,70	553,75	527,18	26,33	96	96
15	273	4	317	40	313	0	120	0,0958	0,0001	0,0956	553,70	553,68	553,69	526,81	26,65	73	73
16	273	4	192	-85	188	0	120	0,0956	-0,0003	0,0959	553,68	553,73	553,71	526,24	27,23	45	45
17	273	4	372	95	368	0	120	0,0959	0,0003	0,0956	553,73	553,67	553,70	527,02	26,45	86	86
18	273	4	324	47	320	0	120	0,0956	0,0002	0,0954	553,67	553,64	553,66	526,83	26,59	75	75
19	273	4	257	-20	253	0	120	0,0954	-0,0001	0,0955	553,64	553,66	553,65	526,55	26,86	60	60
20	273	4	367	90	363	0	120	0,0955	0,0003	0,0952	553,66	553,60	553,63	527,00	26,39	84	84
21	273	4	642	365	638	0	120	0,0952	0,0013	0,0939	553,60	553,36	553,48	527,83	25,42	143	143
22	273	4	652	375	648	0	120	0,0939	0,0014	0,0925	553,36	553,12	553,24	527,85	25,16	143	143
23	273	4	292	15	288	0	120	0,0925	0,0001	0,0925	553,12	553,11	553,12	526,70	26,18	66	66
24	273	4	120	-157	116	0	120	0,0925	-0,0006	0,0930	553,11	553,21	553,16	525,86	27,06	28	сан.п-к
1	273	4	120	-157	116	0	120	0,0930	-0,0006	0,0936	553,21	553,31	553,26	525,86	27,17	28	сан.п-к
2	273	4	120	-157	116	0	120	0,0936	-0,0006	0,0942	553,31	553,42	553,37	525,86	27,27	28	сан.п-к
3	273	4	120	-157	116	0	120	0,0942	-0,0006	0,0947	553,42	553,52	553,47	525,86	27,37	28	сан.п-к
4	273	4	120	-157	116	0	120	0,0947	-0,0006	0,0953	553,52	553,62	553,57	525,86	27,47	28	сан.п-к
5	273	4	120	-157	116	0	120	0,0953	-0,0006	0,0958	553,62	553,72	553,67	525,86	27,57	28	сан.п-к
6	273	4	120	-157	116	0	120	0,0958	-0,0006	0,0964	553,72	553,81	553,77	525,86	27,67	28	сан.п-к
7	273	4	120	-157	116	0	120	0,0964	-0,0006	0,0970	553,81	553,91	553,86	525,86	27,76	28	сан.п-к
8	273	4	120	-157	116	0	120	0,0970	-0,0006	0,0975	553,91	554,00	553,96	525,86	27,86	28	сан.п-к

Продолжение приложения А

Таблица А.6 – ВЭР для типичных суток сентября

Часы	Q _{полезн.быт}	Q _Ф	Q _{НБ}	Q _{в-ща}	Q _{ГЭС}	Q _{хх}	Q _{сан.п-к}	Объем			Верхний бьеф			Z _{НБ}	H	N _{ГЭС}	N _{ГАР}
								V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
9	414	4	600	182	596	0	120	0,0975	0,0007	0,0968	554,00	553,89	553,94	527,72	25,99	136	136
10	414	4	633	215	629	0	120	0,0968	0,0008	0,0961	553,89	553,76	553,82	527,80	25,78	143	143
11	414	4	638	220	634	0	120	0,0961	0,0008	0,0953	553,76	553,62	553,69	527,82	25,63	143	143
12	414	4	478	60	474	0	120	0,0953	0,0002	0,0951	553,62	553,58	553,60	527,38	25,99	108	108
13	414	4	568	150	564	0	120	0,0951	0,0005	0,0945	553,58	553,48	553,53	527,64	25,66	127	127
14	414	4	643	225	639	0	120	0,0945	0,0008	0,0937	553,48	553,34	553,41	527,83	25,34	143	143
15	414	4	573	155	569	0	120	0,0937	0,0006	0,0932	553,34	553,24	553,29	527,65	25,40	127	127
16	414	4	443	25	439	0	120	0,0932	0,0001	0,0931	553,24	553,22	553,23	527,26	25,73	99	99
17	414	4	638	220	634	0	120	0,0931	0,0008	0,0923	553,22	553,08	553,15	527,82	25,10	140	140
18	414	4	588	170	584	0	120	0,0923	0,0006	0,0917	553,08	552,97	553,02	527,69	25,10	129	129
19	414	4	519	101	515	0	120	0,0917	0,0004	0,0913	552,97	552,91	552,94	527,50	25,20	114	114
20	414	4	635	217	631	0	120	0,0913	0,0008	0,0905	552,91	552,77	552,84	527,81	24,79	138	138
21	414	4	663	245	659	0	120	0,0905	0,0009	0,0896	552,77	552,62	552,69	527,88	24,58	143	143
22	414	4	663	245	659	0	120	0,0896	0,0009	0,0888	552,62	552,47	552,54	527,88	24,43	142	142
23	414	4	558	140	554	0	120	0,0888	0,0005	0,0882	552,47	552,39	552,43	527,61	24,58	120	120
24	414	4	120	-298	116	0	120	0,0882	-0,0011	0,0893	552,39	552,56	552,48	525,86	26,38	27	сан.п-к
1	414	4	120	-298	116	0	120	0,0893	-0,0011	0,0904	552,56	552,75	552,66	525,86	26,56	27	сан.п-к
2	414	4	120	-298	116	0	120	0,0904	-0,0011	0,0915	552,75	552,93	552,84	525,86	26,74	27	сан.п-к
3	414	4	120	-298	116	0	120	0,0915	-0,0011	0,0925	552,93	553,13	553,03	525,86	26,93	27	сан.п-к
4	414	4	120	-298	116	0	120	0,0925	-0,0011	0,0936	553,13	553,32	553,22	525,86	27,12	28	сан.п-к
5	414	4	120	-298	116	0	120	0,0936	-0,0011	0,0947	553,32	553,51	553,42	525,86	27,32	28	сан.п-к
6	414	4	120	-298	116	0	120	0,0947	-0,0011	0,0958	553,51	553,70	553,61	525,86	27,51	28	сан.п-к
7	414	4	120	-298	116	0	120	0,0958	-0,0011	0,0968	553,70	553,89	553,79	525,86	27,70	28	сан.п-к
8	414	4	233	-185	229	0	120	0,0968	-0,0007	0,0975	553,89	554,00	553,94	526,44	27,26	55	сан.п-к

Продолжение приложения А

Таблица А.7 – ВЭР для типичных суток мая

Часы	Q _{полезн.быт}	Q _Ф	Q _{НБ}	Q _{в-ща}	Q _{ГЭС}	Q _{хх}	Q _{сан.п-к}	Объем			Верхний бьеф			Z _{НБ}	H	N _{ГЭС}	N _{ГАР}
								V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
8	468	4	517	45	513	0	120	0,0975	0,0002	0,0974	554,00	553,97	553,99	527,65	26,10	118	118
9	468	4	637	165	633	0	120	0,0974	0,0006	0,0968	553,97	553,88	553,92	527,98	25,71	143	143
10	468	4	637	165	633	0	120	0,0968	0,0006	0,0962	553,88	553,77	553,82	527,98	25,61	143	143
11	468	4	642	170	638	0	120	0,0962	0,0006	0,0956	553,77	553,67	553,72	527,99	25,49	143	143
12	468	4	642	170	638	0	120	0,0956	0,0006	0,0950	553,67	553,56	553,61	527,99	25,39	143	143
13	468	4	647	175	643	0	120	0,0950	0,0006	0,0943	553,56	553,45	553,50	528,00	25,26	143	143
14	468	4	652	180	648	0	120	0,0943	0,0006	0,0937	553,45	553,33	553,39	528,02	25,14	143	143
15	468	4	652	180	648	0	120	0,0937	0,0006	0,0930	553,33	553,21	553,27	528,02	25,02	143	143
16	468	4	657	185	653	0	120	0,0930	0,0007	0,0924	553,21	553,09	553,15	528,03	24,89	143	143
17	468	4	662	190	658	0	120	0,0924	0,0007	0,0917	553,09	552,97	553,03	528,04	24,76	143	143
18	468	4	662	190	658	0	120	0,0917	0,0007	0,0910	552,97	552,85	552,91	528,04	24,64	143	143
19	468	4	667	195	663	0	120	0,0910	0,0007	0,0903	552,85	552,73	552,79	528,05	24,50	143	143
20	468	4	672	200	668	0	120	0,0903	0,0007	0,0896	552,73	552,61	552,67	528,06	24,37	143	143
21	468	4	672	200	668	0	120	0,0896	0,0007	0,0888	552,61	552,49	552,55	528,06	24,25	143	143
22	468	4	677	205	673	0	120	0,0888	0,0007	0,0881	552,49	552,37	552,43	528,07	24,11	143	143
23	468	4	681	209	677	0	120	0,0881	0,0008	0,0874	552,37	552,25	552,31	528,08	23,99	143	143
24	468	4	120	-352	116	0	120	0,0874	-0,0013	0,0886	552,25	552,45	552,35	525,94	26,18	27	сан.п-к
1	468	4	120	-352	116	0	120	0,0886	-0,0013	0,0899	552,45	552,66	552,56	525,94	26,38	27	сан.п-к
2	468	4	120	-352	116	0	120	0,0899	-0,0013	0,0912	552,66	552,88	552,77	525,94	26,60	27	сан.п-к
3	468	4	120	-352	116	0	120	0,0912	-0,0013	0,0924	552,88	553,11	552,99	525,94	26,82	27	сан.п-к
4	468	4	120	-352	116	0	120	0,0924	-0,0013	0,0937	553,11	553,33	553,22	525,94	27,05	28	сан.п-к
5	468	4	120	-352	116	0	120	0,0937	-0,0013	0,0950	553,33	553,56	553,45	525,94	27,28	28	сан.п-к
6	468	4	120	-352	116	0	120	0,0950	-0,0013	0,0962	553,56	553,78	553,67	525,94	27,50	28	сан.п-к
7	468	4	120	-352	116	0	120	0,0962	-0,0013	0,0975	553,78	554,00	553,89	525,94	27,72	28	сан.п-к

Продолжение приложения А

Таблица А.8 – ВЭР для типичных суток декабря

Часы	Q _{полезн.быт}	Q _Ф	Q _{НБ}	Q _{в-ща}	Q _{ГЭС}	Q _{хх}	Q _{сан.п-к}	Объем			Верхний бьеф			Z _{НБ}	H	N _{ГЭС}	N _{ГАР}
								V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
18	169	4	638	465	634	0	120	0,0975	0,0017	0,0959	554,00	553,72	553,86	527,98	25,64	143	143
19	169	4	543	370	539	0	120	0,0959	0,0013	0,0945	553,72	553,48	553,60	527,73	25,63	122	122
20	169	4	364	191	360	0	120	0,0945	0,0007	0,0938	553,48	553,36	553,42	527,13	26,05	83	83
21	169	4	202	29	198	0	120	0,0938	0,0001	0,0937	553,36	553,34	553,35	526,40	26,71	47	47
22	169	4	120	-53	116	0	120	0,0937	-0,0002	0,0939	553,34	553,37	553,36	525,94	27,18	28	сан.п-к
23	169	4	120	-53	116	0	120	0,0939	-0,0002	0,0941	553,37	553,41	553,39	525,94	27,22	28	сан.п-к
24	169	4	120	-53	116	0	120	0,0941	-0,0002	0,0943	553,41	553,44	553,43	525,94	27,25	28	сан.п-к
1	169	4	120	-53	116	0	120	0,0943	-0,0002	0,0945	553,44	553,48	553,46	525,94	27,29	28	сан.п-к
2	169	4	120	-53	116	0	120	0,0945	-0,0002	0,0947	553,48	553,51	553,49	525,94	27,32	28	сан.п-к
3	169	4	120	-53	116	0	120	0,0947	-0,0002	0,0949	553,51	553,55	553,53	525,94	27,36	28	сан.п-к
4	169	4	120	-53	116	0	120	0,0949	-0,0002	0,0951	553,55	553,58	553,56	525,94	27,39	28	сан.п-к
5	169	4	120	-53	116	0	120	0,0951	-0,0002	0,0953	553,58	553,61	553,60	525,94	27,42	28	сан.п-к
6	169	4	120	-53	116	0	120	0,0953	-0,0002	0,0954	553,61	553,65	553,63	525,94	27,46	28	сан.п-к
7	169	4	120	-53	116	0	120	0,0954	-0,0002	0,0956	553,65	553,68	553,66	525,94	27,49	28	сан.п-к
8	169	4	120	-53	116	0	120	0,0956	-0,0002	0,0958	553,68	553,71	553,70	525,94	27,52	28	сан.п-к
9	169	4	120	-53	116	0	120	0,0958	-0,0002	0,0960	553,71	553,75	553,73	525,94	27,56	28	сан.п-к
10	169	4	120	-53	116	0	120	0,0960	-0,0002	0,0962	553,75	553,78	553,76	525,94	27,59	28	сан.п-к
11	169	4	120	-53	116	0	120	0,0962	-0,0002	0,0964	553,78	553,81	553,80	525,94	27,62	28	сан.п-к
12	169	4	120	-53	116	0	120	0,0964	-0,0002	0,0966	553,81	553,84	553,83	525,94	27,66	28	сан.п-к
13	169	4	120	-53	116	0	120	0,0966	-0,0002	0,0968	553,84	553,88	553,86	525,94	27,69	28	сан.п-к
14	169	4	120	-53	116	0	120	0,0968	-0,0002	0,0970	553,88	553,91	553,89	525,94	27,72	28	сан.п-к
15	169	4	120	-53	116	0	120	0,0970	-0,0002	0,0972	553,91	553,94	553,92	525,94	27,75	28	сан.п-к
16	169	4	120	-53	116	0	120	0,0972	-0,0002	0,0974	553,94	553,97	553,96	525,94	27,78	28	сан.п-к
17	169	4	133	-40	129	0	120	0,0974	-0,0001	0,0975	553,97	554,00	553,98	526,01	27,73	31	31

Продолжение приложения А

Таблица А.9 – ВЭР для типичных суток июня

Часы	Q _{полезн.быт}	Q _Ф	Q _{НБ}	Q _{в-ща}	Q _{ГЭС}	Q _{ХХ}	Q _{сан.п-к}	Объем			Верхний бьеф			Z _{НБ}	Н	N _{ГЭС}	N _{ГАР}
								V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
22	886	4	890	0	641	245	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,34	25,42	143	143
23	886	4	890	0	641	245	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,34	25,42	143	143
24	886	4	890	0	641	245	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,34	25,42	143	143
1	886	4	890	0	641	245	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,34	25,42	143	143
2	886	4	890	0	641	245	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,34	25,42	143	143
3	886	4	890	0	641	245	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,34	25,42	143	143
4	886	4	890	0	641	245	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,34	25,42	143	143
5	886	4	890	0	641	245	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,34	25,42	143	143
6	886	4	890	0	641	245	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,34	25,42	143	143
7	886	4	890	0	641	245	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,34	25,42	143	143
8	886	4	890	0	641	245	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,34	25,42	143	143
9	886	4	890	0	641	245	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,34	25,42	143	143
10	886	4	890	0	641	245	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,34	25,42	143	143
11	886	4	890	0	641	245	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,34	25,42	143	143
12	886	4	890	0	641	245	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,34	25,42	143	143
13	886	4	890	0	641	245	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,34	25,42	143	143
14	886	4	890	0	641	245	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,34	25,42	143	143
15	886	4	890	0	641	245	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,34	25,42	143	143
16	886	4	890	0	641	245	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,34	25,42	143	143
17	886	4	890	0	641	245	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,34	25,42	143	143
18	886	4	890	0	641	245	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,34	25,42	143	143
19	886	4	890	0	641	245	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,34	25,42	143	143
20	886	4	890	0	641	245	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,34	25,42	143	143
21	886	4	890	0	641	245	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,34	25,42	143	143

Продолжение приложения А

Таблица А.10 – ВЭР для типичных суток июля

Часы	Q _{полезн.быт}	Q _Ф	Q _{НБ}	Q _{в-ща}	Q _{ГЭС}	Q _{ХХ}	Q _{сан.п-к}	Объем			Верхний бьеф			Z _{НБ}	H	N _{ГЭС}	N _{ГАР}
								V _{нач}	dV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
22	828	4	832	0	638	190	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,23	25,53	143	143
23	828	4	832	0	638	190	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,23	25,53	143	143
24	828	4	832	0	638	190	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,23	25,53	143	143
1	828	4	832	0	638	190	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,23	25,53	143	143
2	828	4	832	0	638	190	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,23	25,53	143	143
3	828	4	832	0	638	190	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,23	25,53	143	143
4	828	4	832	0	638	190	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,23	25,53	143	143
5	828	4	832	0	638	190	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,23	25,53	143	143
6	828	4	832	0	638	190	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,23	25,53	143	143
7	828	4	832	0	638	190	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,23	25,53	143	143
8	828	4	832	0	638	190	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,23	25,53	143	143
9	828	4	832	0	638	190	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,23	25,53	143	143
10	828	4	832	0	638	190	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,23	25,53	143	143
11	828	4	832	0	638	190	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,23	25,53	143	143
12	828	4	832	0	638	190	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,23	25,53	143	143
13	828	4	832	0	638	190	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,23	25,53	143	143
14	828	4	832	0	638	190	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,23	25,53	143	143
15	828	4	832	0	638	190	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,23	25,53	143	143
16	828	4	832	0	638	190	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,23	25,53	143	143
17	828	4	832	0	638	190	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,23	25,53	143	143
18	828	4	832	0	638	190	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,23	25,53	143	143
19	828	4	832	0	638	190	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,23	25,53	143	143
20	828	4	832	0	638	190	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,23	25,53	143	143
21	828	4	832	0	638	190	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,23	25,53	143	143

Продолжение приложения А

Таблица А.11 – ВЭР для типичных суток августа

22	773	4	777	0	633	140	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,13	25,64	143	143
23	773	4	777	0	633	140	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,13	25,64	143	143
24	773	4	777	0	633	140	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,13	25,64	143	143
1	773	4	777	0	633	140	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,13	25,64	143	143
2	773	4	777	0	633	140	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,13	25,64	143	143
3	773	4	777	0	633	140	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,13	25,64	143	143
4	773	4	777	0	633	140	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,13	25,64	143	143
5	773	4	777	0	633	140	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,13	25,64	143	143
6	773	4	777	0	633	140	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,13	25,64	143	143
7	773	4	777	0	633	140	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,13	25,64	143	143
8	773	4	777	0	633	140	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,13	25,64	143	143
9	773	4	777	0	633	140	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,13	25,64	143	143
10	773	4	777	0	633	140	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,13	25,64	143	143
11	773	4	777	0	633	140	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,13	25,64	143	143
12	773	4	777	0	633	140	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,13	25,64	143	143
13	773	4	777	0	633	140	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,13	25,64	143	143
14	773	4	777	0	633	140	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,13	25,64	143	143
15	773	4	777	0	633	140	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,13	25,64	143	143
16	773	4	777	0	633	140	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,13	25,64	143	143
17	773	4	777	0	633	140	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,13	25,64	143	143
18	773	4	777	0	633	140	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,13	25,64	143	143
19	773	4	777	0	633	140	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,13	25,64	143	143
20	773	4	777	0	633	140	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,13	25,64	143	143
21	773	4	777	0	633	140	120	0,0975	0,0000	0,0975	554,00	554,00	554,00	528,13	25,64	143	143

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

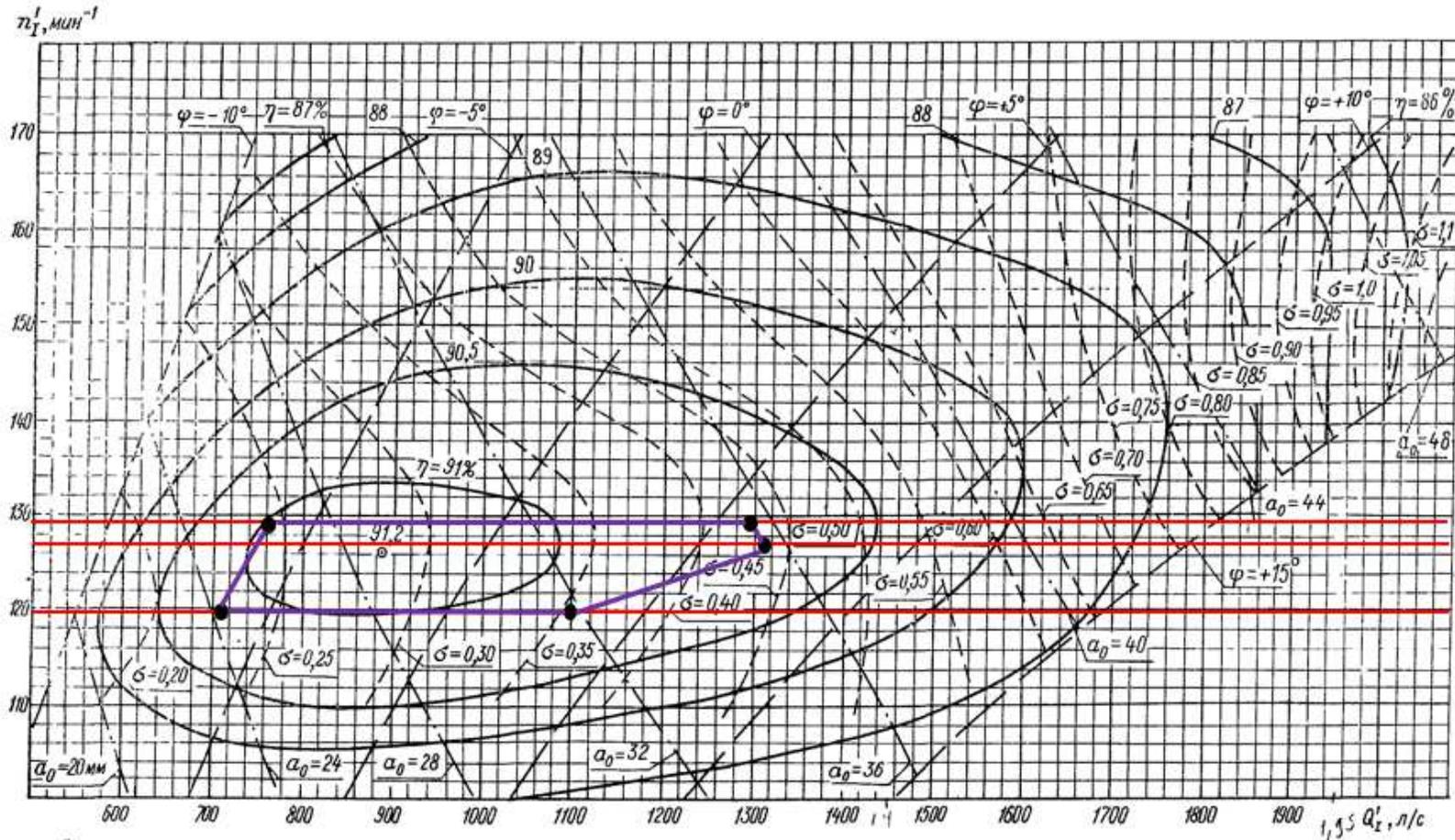


Рисунок Б.1 – Зона работы турбины ПЛ30а-В-560 на главной универсальной характеристике

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Технико-экономическое обоснование

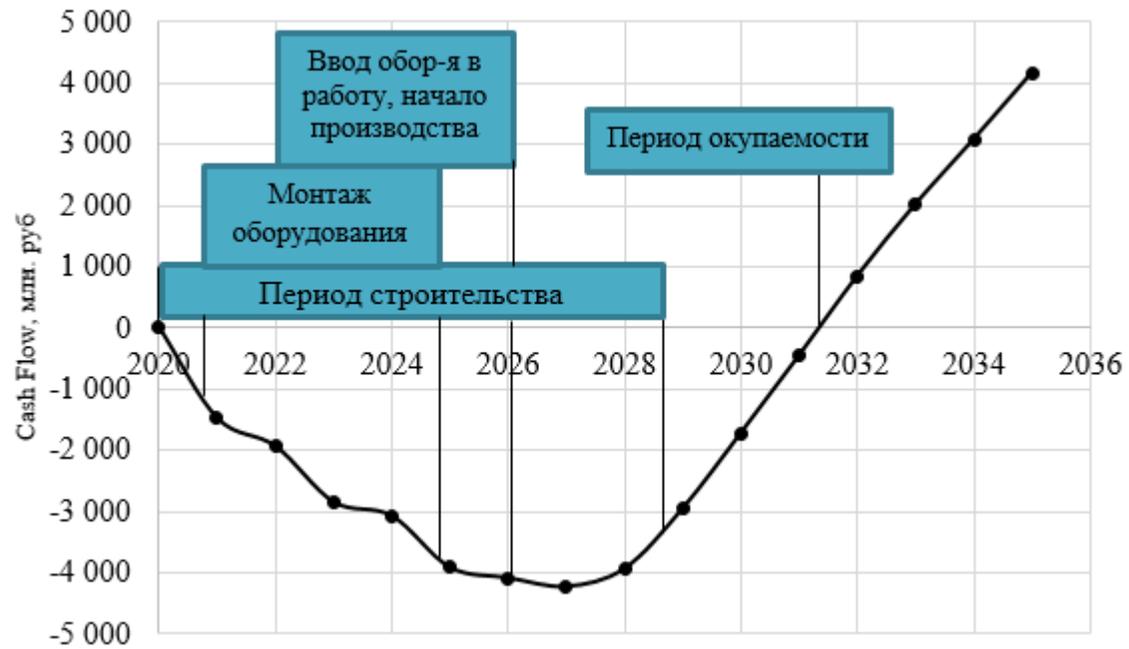
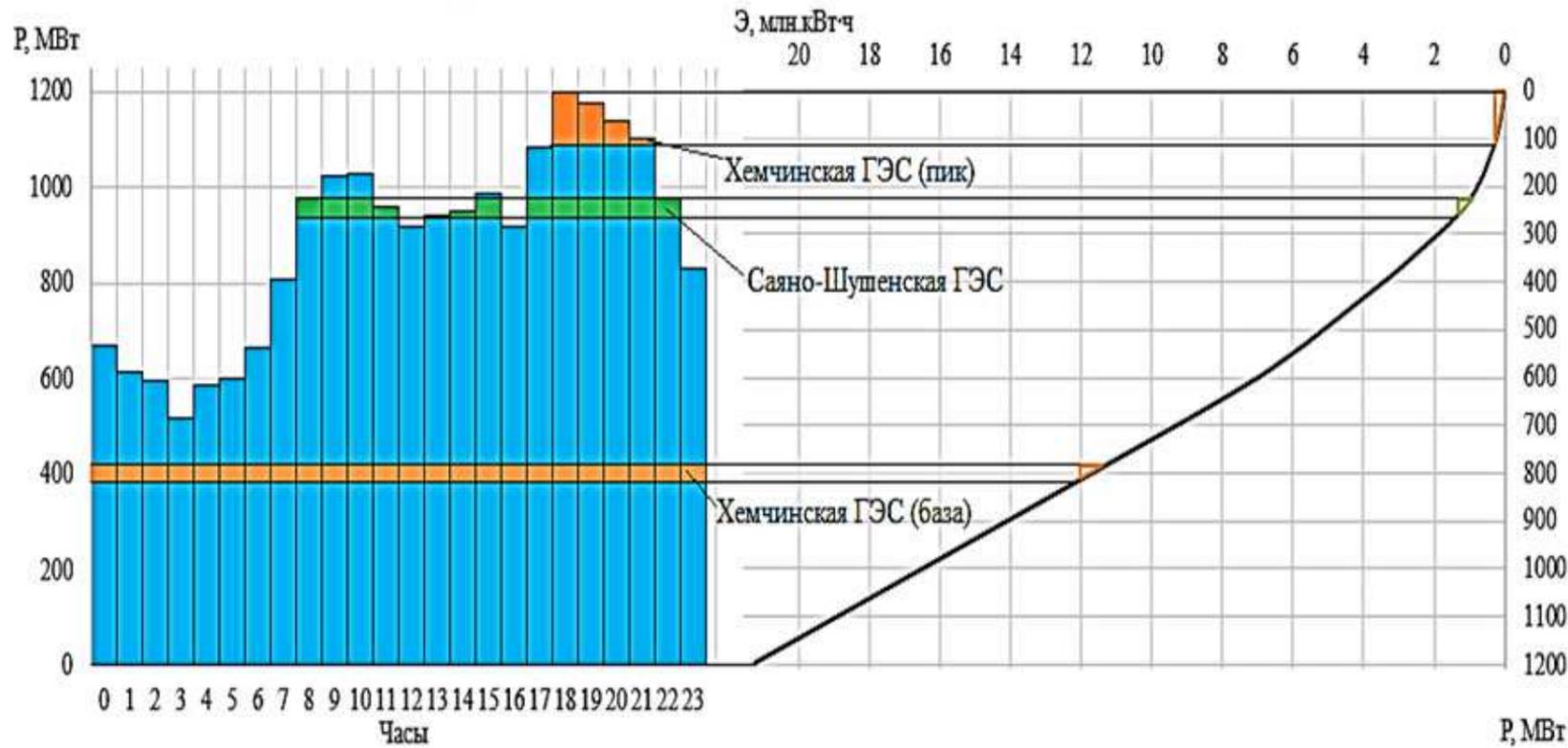


Рисунок В.1 – Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта

Проектирование Хемчинской ГЭС на реке Хемчик

$$N_{уст} = 147 \text{ МВт}; \quad \mathcal{E}_{ср.мн} = 0,7 \text{ млрд. кВт} \cdot \text{ч}$$

Суточный график нагрузки для зимнего периода



Баланс энергии

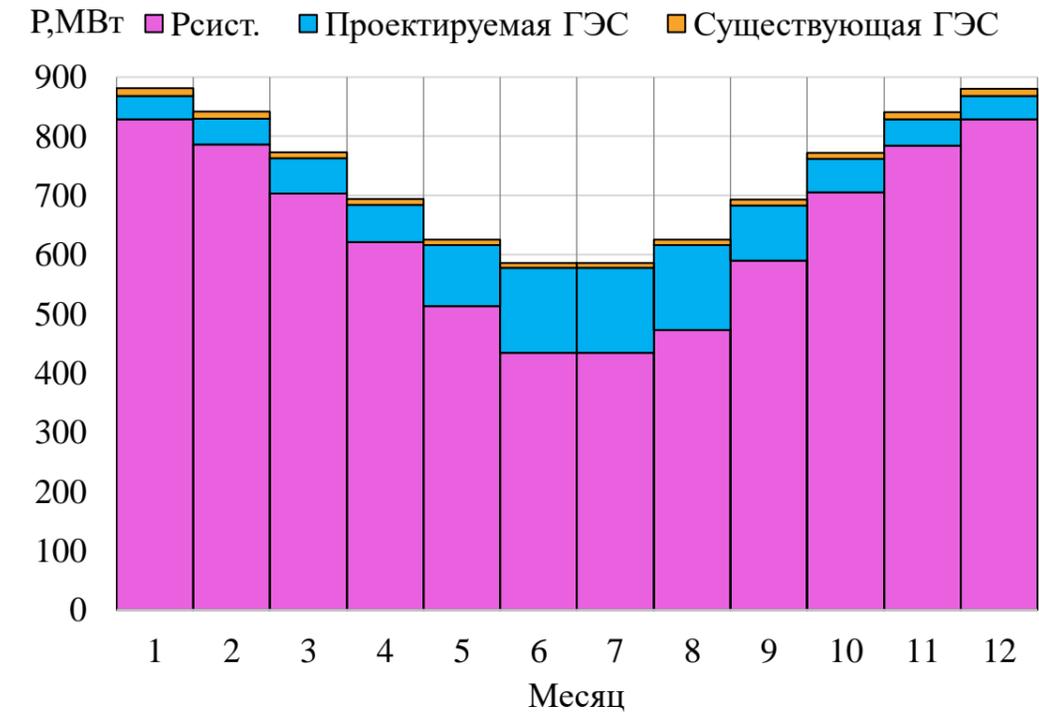
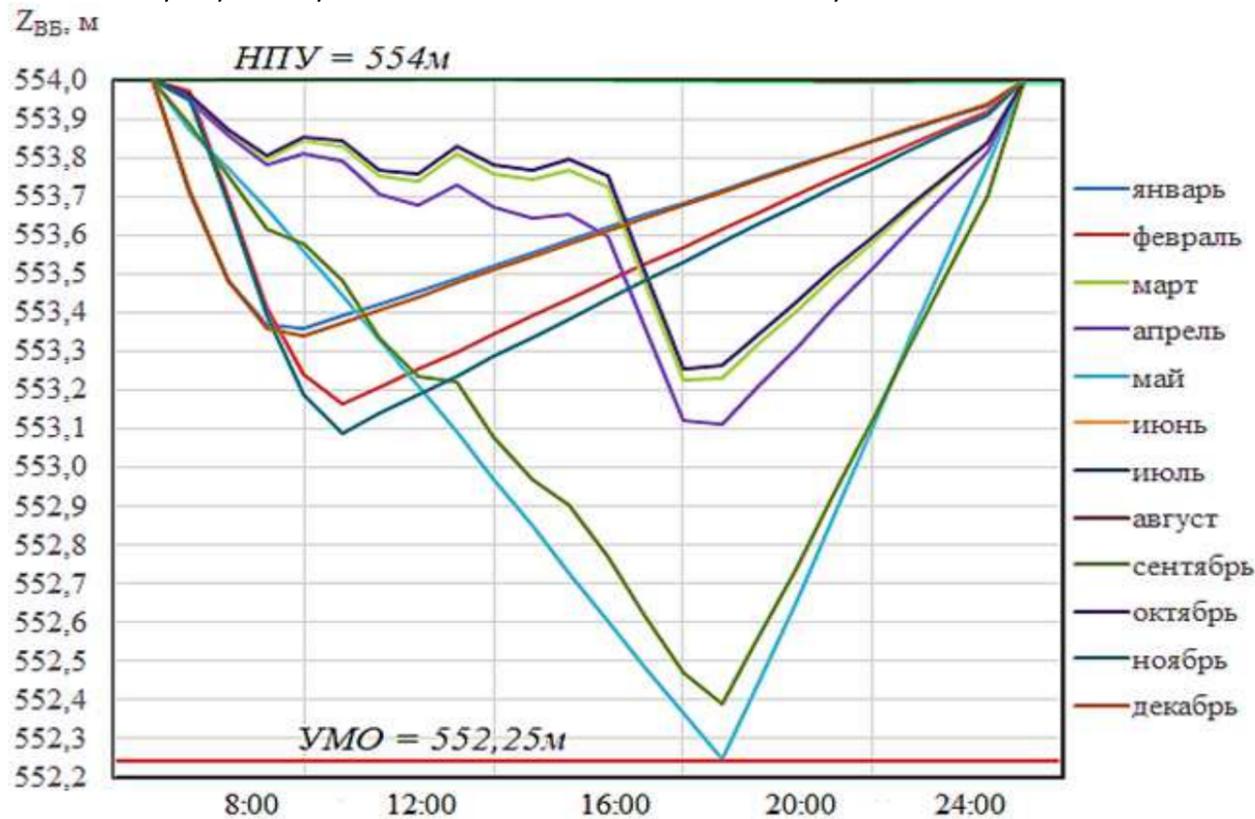
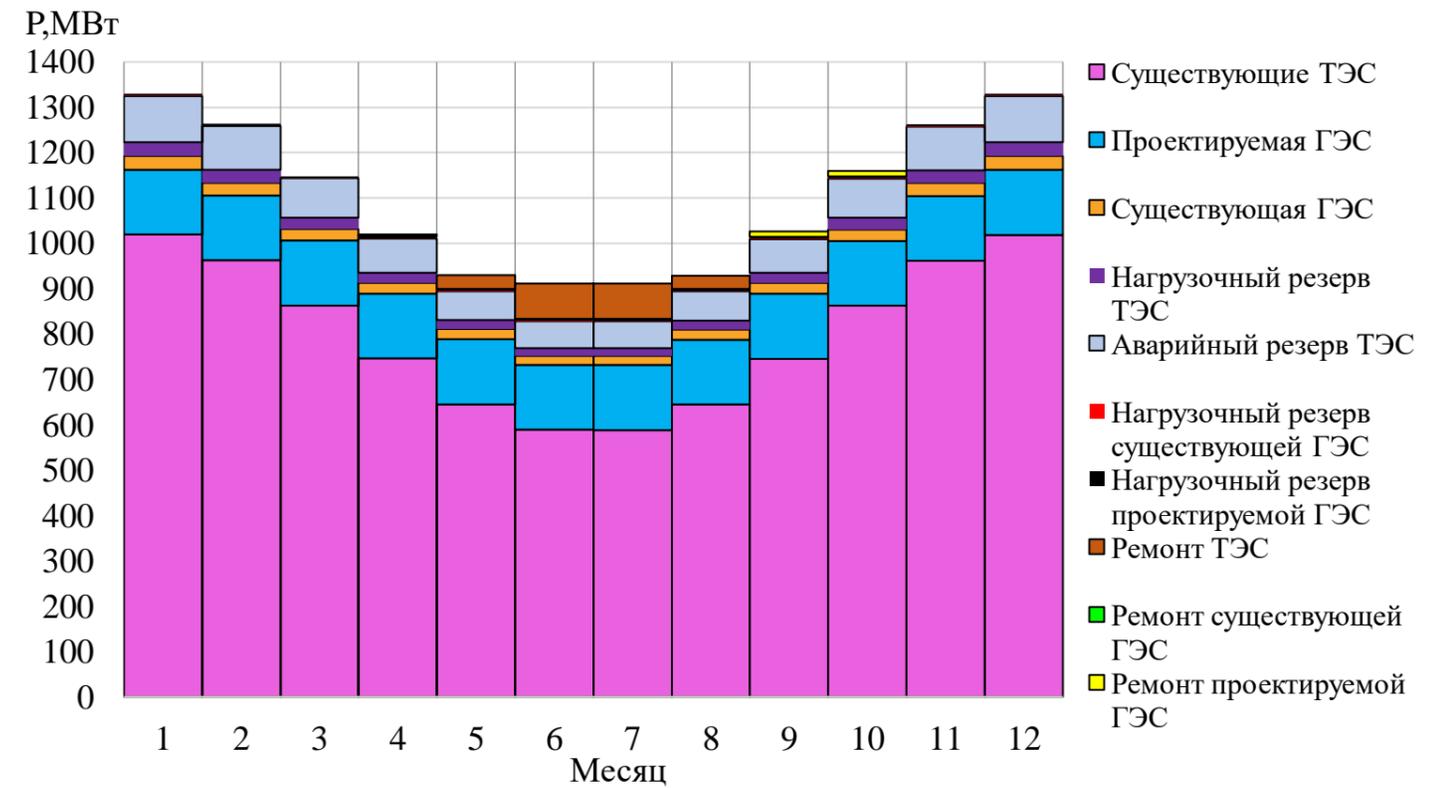


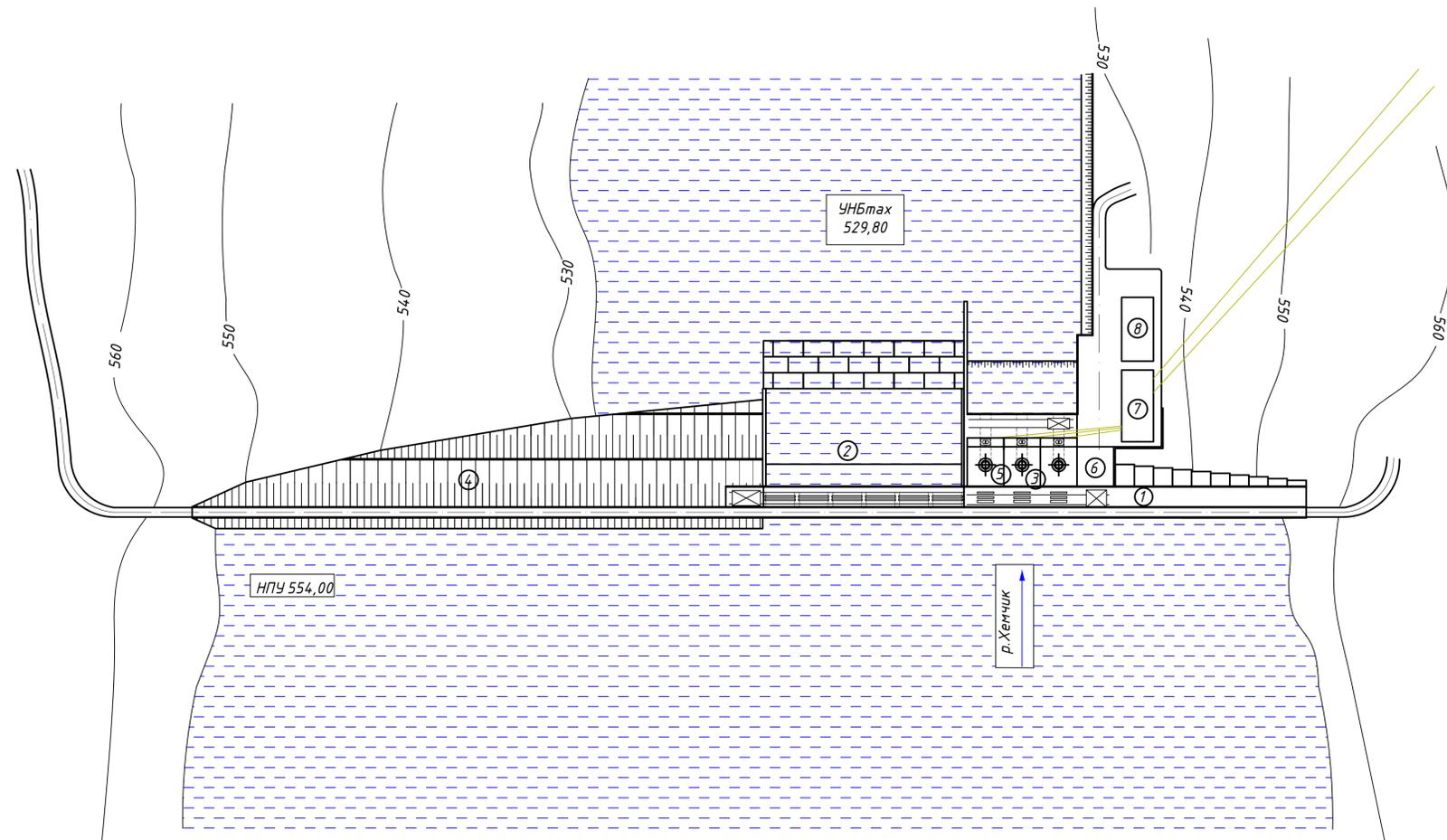
График сработки-наполнения водохранилища



Баланс мощности



Генеральный план Хемчинской ГЭС (1:2000)



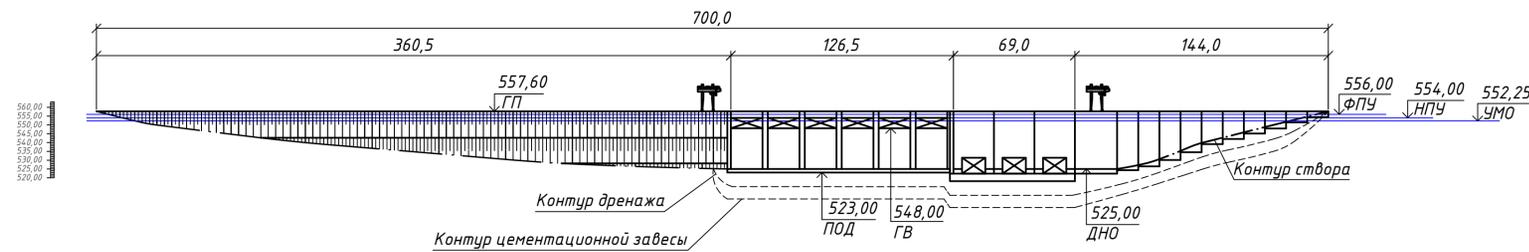
Условные обозначения

- трансформатор
- гидроагрегат
- поверхность воды
- автодорога
- козловой кран

Экспликация зданий и сооружений

Позиция	Наименование здания (сооружения)
1	Правобережная глухая бетонная плотина
2	Водосбрасывающая часть плотины
3	Здание ГЭС
4	Левобережная грунтовая каменно-набросная плотина
5	Машинный зал
6	Монтажная площадка
7	КРУЭ 220 кВ
8	Здание административно-технического персонала

Вид с верхнего бьефа (1:2000)



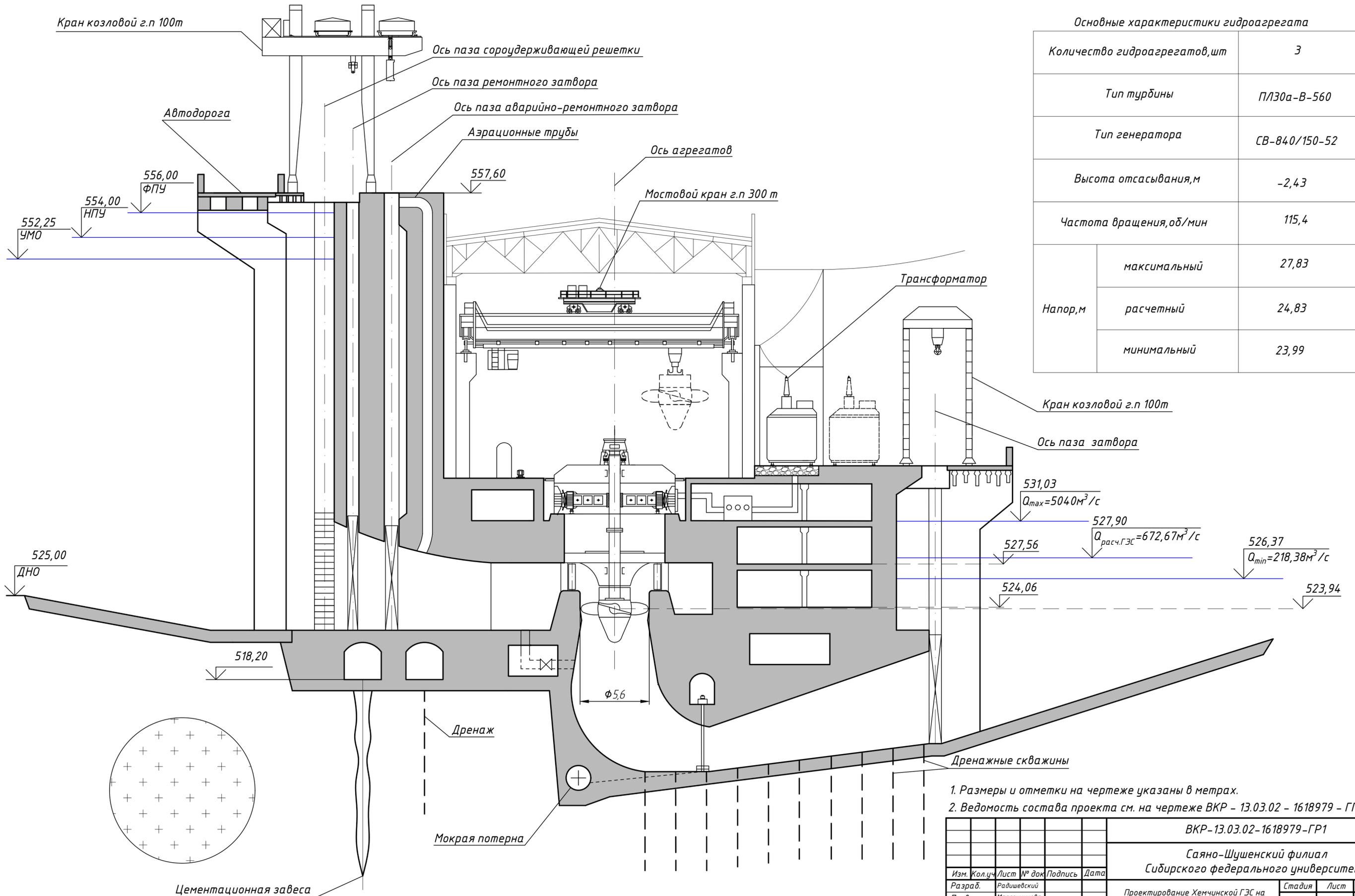
Ведомость состава проекта

№	Обозначение	Наименование
1	ВКР-13.03.02-1618979-ГП	Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Экспликация зданий и сооружений. Ведомость состава проекта
2	ВКР-13.03.02-1618979-ГР1	Поперечный разрез по оси агрегата Хемчинской ГЭС
3	ВКР-13.03.02-1618979-ГР2	Поперечный разрез водосливной плотины
4	ВКР-13.03.02-1618979-РР	Сбор на грузок на водосливную плотину
5	ВКР-13.03.02-1618979-ЭС	Главная схема электрических соединений Хемчинской ГЭС
6	ВКР-13.03.02-1618979-РЗ	Схема подключения электрических защит к ТТ и ТН
7	ВКР-13.03.02-1618979-ПЗ	Пояснительная записка

1. Размеры и отметки на чертеже указаны в метрах.

ВКР-13.03.02-1618979-ГП					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Радишевский				
Пров.	Затеев				
Т.Контр.					
Н.Контр.					
Утв.					
Проектирование Хемчинской ГЭС на реке Хемчик				Стадия	Лист
				1	6
Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Экспликация зданий и сооружений. Ведомость состава проекта.				Кафедра ГГЭС, 2020 г	
Формат А1					

Поперечный разрез по оси агрегата Хемчинской ГЭС (1:200)



Основные характеристики гидроагрегата

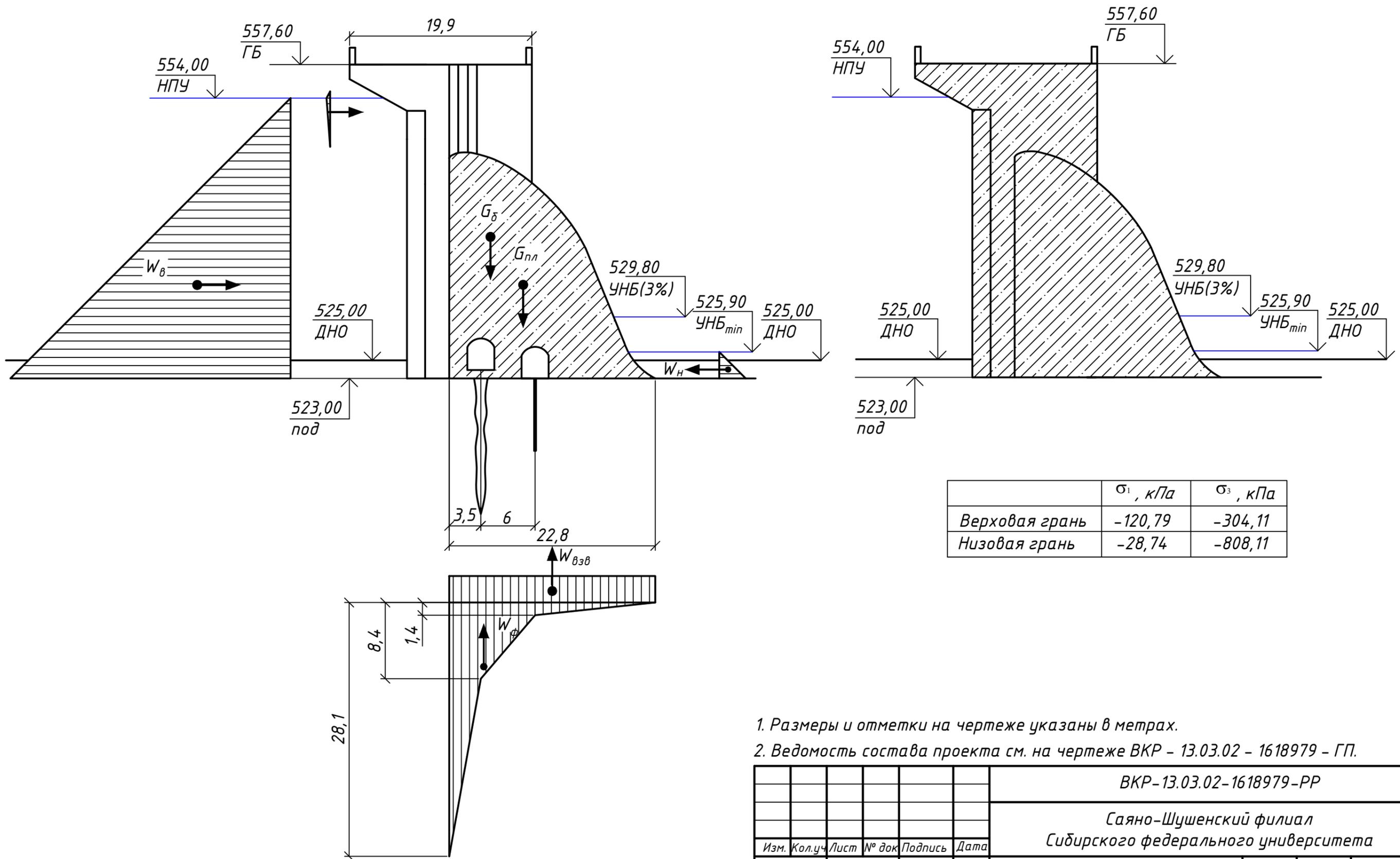
Количество гидроагрегатов, шт	3	
Тип турбины	ПЛ30а-В-560	
Тип генератора	СВ-840/150-52	
Высота отсасывания, м	-2,43	
Частота вращения, об/мин	115,4	
Напор, м	максимальный	27,83
	расчетный	24,83
	минимальный	23,99

1. Размеры и отметки на чертеже указаны в метрах.
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 1618979 - ГП.

ВКР-13.03.02-1618979-ГР1					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Радшевский				
Пров.	Масленникова				
Т.Контр					
Н.Контр					
Утв.					
Проектирование Хемчинской ГЭС на реке Хемчик				Стадия	Лист
					2
Поперечный разрез по оси агрегата Хемчинской ГЭС				Кафедра ГГЭЭС, 2020 г	

Согласовано	
Взам. инв.№	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Сбор нагрузок на водосливную плотину (1:400)



1. Размеры и отметки на чертеже указаны в метрах.
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 1618979 - ГП.

ВКР-13.03.02-1618979-РР					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Радишевский			
Пров.		Затеев			
Т.Контр					
Н.Контр					
Утв.					
Проектирование Хемчинской ГЭС на реке Хемчик				Стадия	Лист
Сбор нагрузок на водосливную плотину				4	Листов
				Кафедра ГГЭЭС, 2020 г	

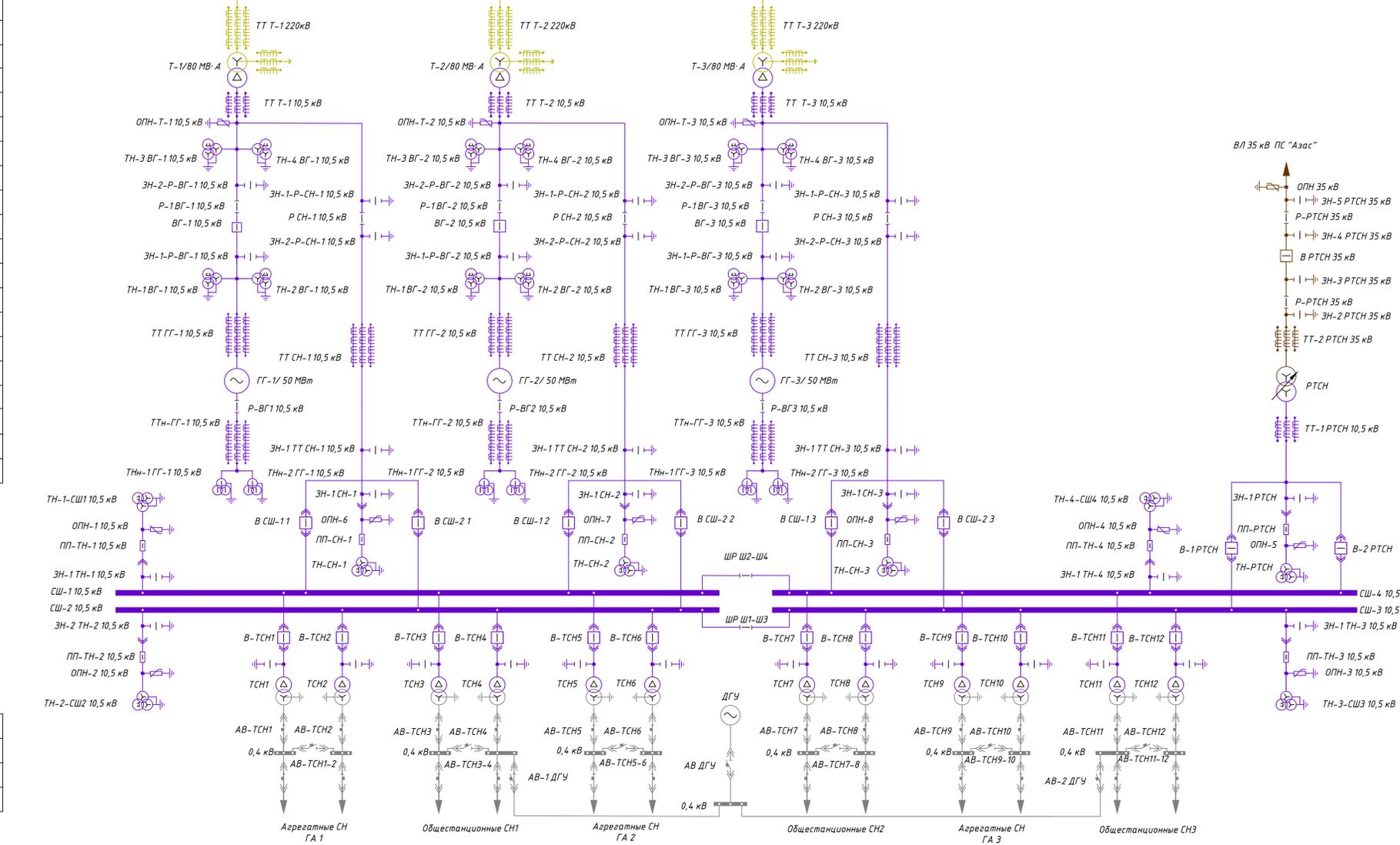
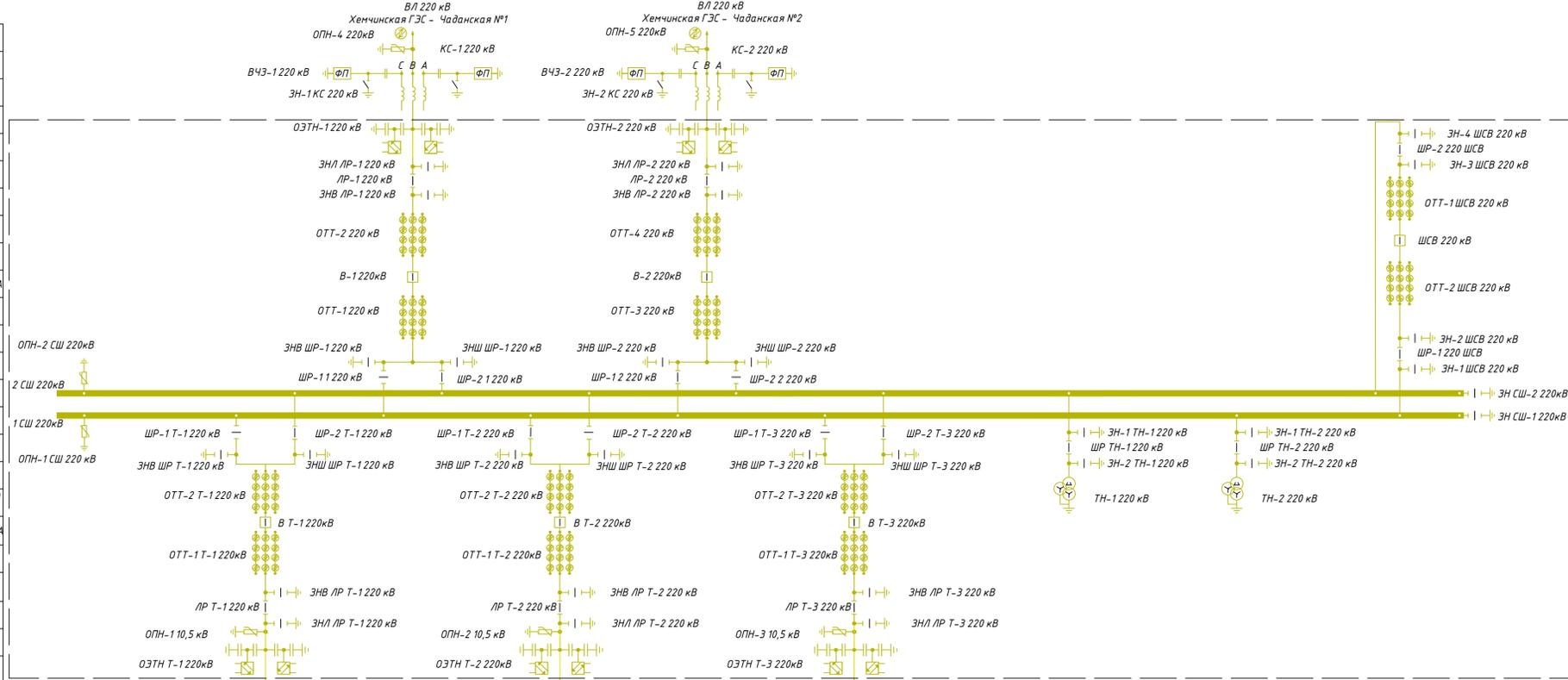
Согласовано

Взам. инв. №

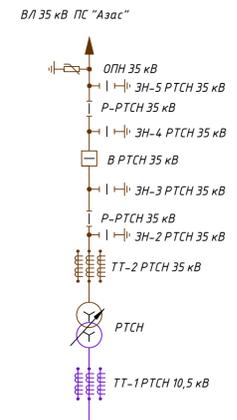
Подпись и дата

Инв. № подл.

Диспетчерское наименование	Хемчинская ГЭС - Чаданская №1 ВЛ 220 кВ	Хемчинская ГЭС - Чаданская №2 ВЛ 220 кВ
Конструкция фазы линии	АС 240/32	АС 240/32



ОПН-П1-220-УХЛ1
Фильтр присоединения 1000 кГц
ВЧ заградитель 220 кВ, 1250 А
Ячейка КРЧЗ ЯГГ-220 кВ
Оптоэлектронный трансформатор напряжения 220 кВ
Разъединитель 220 кВ, 3150 А, 50 кА
Заземлитель 220 кВ, 50 кА
Оптоэлектронный трансформатор тока 220 кВ
Выключатель элегазовый 220 кВ, 3150 А, 50 кА
Оптоэлектронный трансформатор тока 220 кВ
Заземлитель 220 кВ, 50 кА
Разъединитель 220 кВ, 3150 А, 50 кА
Сборная шина 220 кВ
Сборная шина 220 кВ
Разъединитель 220 кВ, 3150 А, 50 кА
Заземлитель 220 кВ, 50 кА
Оптоэлектронный трансформатор тока 220 кВ
Выключатель элегазовый 220 кВ, 3150 А, 50 кА
Измерительный трансформатор тока 220 кВ
Заземлитель 220 кВ, 50 кА
Разъединитель 220 кВ, 3150 А, 50 кА
ОПН 220 кВ
Оптоэлектронный трансформатор напряжения 220 кВ
Измерительный трансформатор тока 220 кВ
Трансформатор ТДЦ-В0000/220-У1, ВН=242 кВ, НН=10,5 кВ
Измерительный трансформатор тока ТОЛ-10-М-2, 4000 А, 10,5 кВ, 0,25, 10 Р
ОПН-П-10 УХЛ1, U _{ном} = 10,5 кВ
Измерительный трансформатор напряжения ЭНОЛ-СЩ-10, 10,5 кВ
Заземлитель 10,5 кВ, 4000 А, 50 кА
Разъединитель РВРЗ-10/4000 МУЗ, 4000 А, 125 кА, 50 кА
Выключатель вакуумный ВГГ-10, 10,5 кВ, 5000 А, 63 кА, 161 кА
Заземлитель 10,5 кВ, 4000 А, 50 кА
Измерительный трансформатор напряжения ЭНОЛ-СЩ-10, 10,5 кВ
Измерительный трансформатор тока ТОЛ-10-М-2, 4000 А, 10,5 кВ, 0,25, 10 Р
Генератор: ВГС 840/150-52, S _{ном} = 62,5 МВ А, P _{ном} = 50 МВт, U _{ном} = 10,5 кВ
Разъединитель РВРЗ-10/4000 МУЗ, 4000 А, 125 кА, 50 кА
Трансформатор тока нулевой последовательности ТЗРЛ
Трансформатор напряжения нулевой последовательности



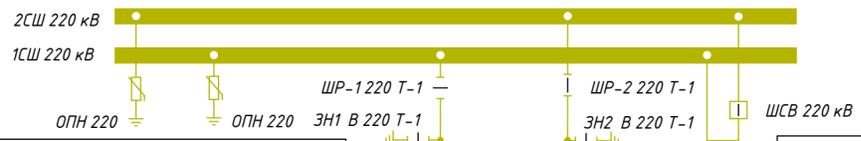
Тип КЗ	I _{кр} , кА	I _{гр} , кА
1ф	9,36	14,56
3ф	6,25	9,72
3ф	19,42	30,21

1. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 1618979 - ГП.

ВКР-13.03.02-1618979-ЭС		
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм.	Колуч.	Лист № док.
Разраб.	Радишевский	Подпись
Пров.	Ачитаев	Дата
Т.Контр.		
Н.Контр.		
Утв.		
Проектирование Хемчинской ГЭС на реке Хемчик		Стадия
Главная схема электрических соединений Хемчинской ГЭС		Лист
		Листов
		5
		Кафедра ГГЭС,
		2020 г
		Формат А1

Заземлитель 35 кВ
Разъединитель 35 кВ
Заземлитель 35 кВ
Выключатель 35 кВ
ОПН 35 кВ
Измерительный трансформатор тока 35 кВ
Трансформатор РТСН, ВН = 35 кВ, НН = 10,5 кВ
Измерительный трансформатор тока 10,5 кВ
Измерительный трансформатор напряжения 10,5 кВ
Сборные шины 10,5 кВ
Сборные шины 10,5 кВ
Трансформатор собственных нужд ТСЗ 400/10/0,4

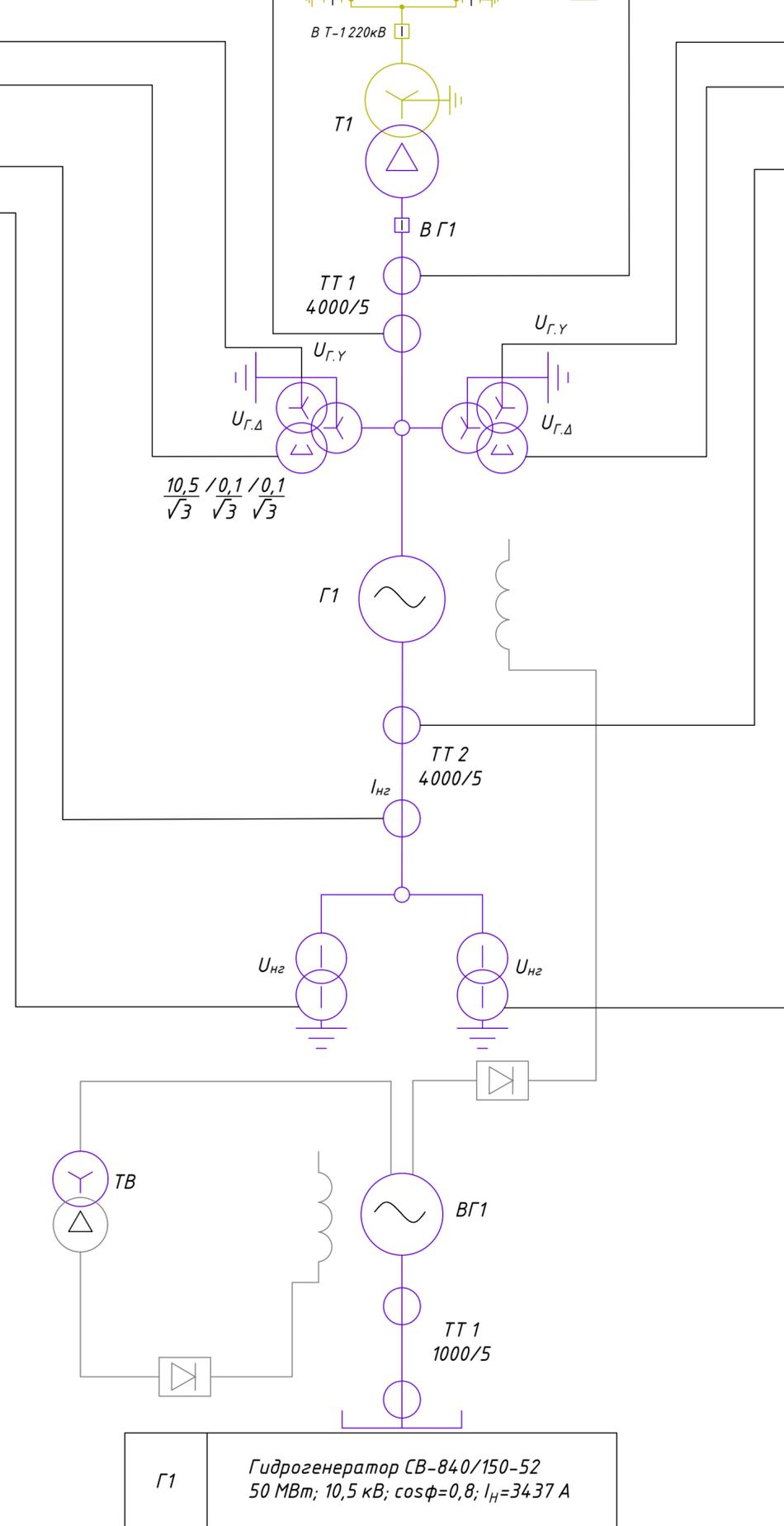
Диспетчерское наименование	Агрегатные нужды-1	Общестанционные нужды-1	Агрегатные нужды-2	ДГУ ЭДБ-500-4 500 кВт	Общестанционные нужды-2	Агрегатные нужды-3	Общестанционные нужды-3
----------------------------	--------------------	-------------------------	--------------------	-----------------------	-------------------------	--------------------	-------------------------



ШЭ1113 (Система А)		
ΔG	I _Г	Y
Z1<, Z2<, U1>, U2>, КИН	U _{Г.У}	Y
КИН, U _N (U ₀)	U _{Г.Δ}	Δ
Δ>	I _{Н.Г}	Y
ΔG, I2, I2>, I1, Z1<, Z2<	I _{НГ}	Y
U _N (U ₀)	U _{Г.N}	-

ШЭ1113 (Система Б)		
Y	I _Г	ΔG
Y	U _{Г.У}	Z1<, Z2<, U1>, U2>, КИН
Δ	U _{Г.Δ}	КИН, U _N (U ₀)
Y	I _{Н.Г}	Δ>
Y	I _{НГ}	ΔG, I2, I2>, I1, Z1<, Z2<
-	U _{Г.N}	U _N (U ₀)

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Отн-ые единицы	Имен-ые единицы
Диф. защита продольная	ΔG	Ток сраб-я, I _{ср.0}	0,15·I _Н	0,65 А
		Козф-т торможения, K _T	0,35	-
		Уставка начального торможения, I _{НТ}	0,5·I _Н	2,15 А
		Тормозной ток, В	1,5·I _Н	6,45 А
ЗЗГ	U ₀	t ₁	-	5 В
		t ₂	-	10 В
		t ₃	-	15 В
	U ₀₃	коэф-т торм-ия, K _T	1,2	-
ЗПН	U>	2 ст.	1,4·U _Н	140 В
		1 ст.	1,2·U _Н	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I ₂	СО	I _{2СИГН}	0,07·I _Н / 0,3 А
		ПО	I _{2ПУСК}	0,15·I _Н / 0,65 А
		ОТС I	I _{2С.З.}	0,17·I _Н / 0,73 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I ₁	СО	I _{СИГН}	1,07·I _Н / 4,6 А
		ПО	I _{1ПУСК}	1,1·I _Н / 4,73 А
		ОТС	I _{1ОТС}	1,531·I _Н / 6,58 А
ДЗ	Z<	1 ст.	Z _I	0,08 / 0,14 Ом
		2 ст.	Z _{II}	0,35 / 0,61 Ом
Защита ротора от перегрузки	I _p	СО	I _{p СИГН.}	1,07·I _{НОМ.Р.} / 4,55 А
		ПО	I _{p ПУСК.}	1,1·I _{НОМ.Р.} / 5 А
		Отсечка	I _{p ПУСК.}	2,24·I _{НОМ.Р.} / 10,19 А



Защиты	Наименование	Обозначение	Действие						
			Отключение В/Г	Гашение полей	Остановка турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение ШСВ 220 кВ	Предупредительный сигнал
Диф. защита продольная	ΔG		+	+	+	+			
ЗЗГ	U ₀	t ₁						+	
		t ₂	+	+	+				
		t ₃	+	+	+				
ЗПН	U>	1 ступень t ₁	+	+					
		2 ступень t ₂	+	+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I ₂	СО						+	
		ИО	+	+					
		ОТС I					+		
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I ₁	СО						+	
		ИО	+	+					
		ОТС					+		
ДЗ	Z<	1 ступень					+		
		2 ступень					+		
		Отсечка	+	+					
Защита ротора от перегрузки	I _p	СО						+	
		ИО	+	+					
		Отсечка	+	+					

Согласно
 Взам. инв.№
 Подпись и дата
 Инв. № подл.

1. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР - 13.03.02 - 1618979 - ГП.

ВКР-13.03.02-1618979-РЗ					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Радшевский				
Пров.	Широков				
Т.Контр					
Н.Контр					
Утв.					
Проектирование Хемчинской ГЭС на реке Хемчик				Стадия	Лист
Схема подключения электрических защит к ТТ и ТН				6	Листов
				Кафедра ГГЭЭС, 2020 г	

Формат А2

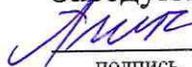
Г1
 Гидрогенератор СВ-840/150-52
 50 МВт; 10,5 кВ; cosφ=0,8; I_Н=3437 А

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

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев
подпись инициалы, фамилия

« 2 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ХЕМЧИНСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ХЕМЧИК.
СОВРЕМЕННЫЕ НКУ – 0,4 кВ. СОСТАВ, НАЗНАЧЕНИЕ. ПРИНЦИП
ДЕЙСТВИЯ ЗАЩИТ
тема

Руководитель


подпись, дата

к.т.н. зав. кафедрой
ГТЭС
должность

А.А. Ачитаев
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

Р.И. Радишевский
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Хемчинской ГЭС на реке Хемчик. Современные НКУ-0,4кВ. Состав, назначение. Принцип действия защит».

Консультанты
по разделам:

Консультант руководителя БР

Мирзаев 07 А.Т. Мирзаев
подпись, дата инициалы, фамилия

Водно-энергетические расчёты

Зайт 28.06.20 Б.И. Зайтеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Алиев 02.07.20 А.В. Алиев
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Мирзаев 07 А.Т. Мирзаев
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Широкоев Н.В. Широкоев
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Зайт 02.07.20 В.Б. Зайтеев
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

Алиев А.В. Алиев
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

Курбанов 02.07.20 Курбанов А.А.
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

Алиев 02.07.20 А.В. Алиев
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

Алиев 02.07.20 А.В. Алиев
подпись, дата инициалы, фамилия