

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02. - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ НАРВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ НАРВА.
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕЖИМОВ ОСНОВНОГО И
ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ
ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ГЭС**

Руководитель	_____ <small>подпись, дата</small>	Инженер оперативной службы Филиал ПАО РусГидро «Саяно – Шушенская ГЭС» <u>им.П.С.Непорожнего</u> <small>должность</small>	<u>Г.С. Шевченко</u> <small>инициалы, фамилия</small>
Выпускник	_____ <small>подпись, дата</small>		<u>В.А. Бычкова</u> <small>инициалы, фамилия</small>

Саяногорск; Черемушки 2019

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Нарвской ГЭС на реке Нарва. Энергоэффективность режимов основного и вспомогательного оборудования на примере действующей ГЭС.»

Консультанты
по разделам:

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

ВВЕДЕНИЕ	9
1 Исходные данные и внешние условия функционирования ГЭС	10
1.1 Климатические условия.....	10
1.2 Гидрологические данные	10
1.3 Геологические условия.....	14
1.4 Сейсмологическая характеристика	14
1.5 Топография района	14
1.6 Характеристика энергосистемы	15
2 Водно – энергетические расчеты.....	16
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	16
2.2 Определение типа регулирования	19
2.3 Построение суточных графиков нагрузки с интегральной кривой нагрузки энергосистемы	20
2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	21
2.5 Водно – энергетический расчет режимов работы ГЭС	22
2.5.1 Определение режима работы ГЭС по маловодному году	23
2.5.2 Определение режима работы ГЭС по средневодному году	25
2.5.3 Определение установленной мощности ГЭС	26
2.5.4 Баланс мощности.....	27
2.5.5 Определение среднемноголетней выработки	28
3 Основное и вспомогательное оборудование	29
3.1 Построение режимного поля	29
3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристика	30
3.3 Определение заглубления рабочего колеса.....	32
3.4 Выбор типа серийного генератора	33
3.5 Расчет деталей и узлов гидротурбины.....	34
3.6 Выбор вспомогательного оборудования	34
3.6.1 Выбор типа маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора	34
3.6.2 Выбор кранов.....	35
3.7 Определение размеров деривационного канала	35
3.8 Определение геометрических размеров здания ГЭС	36
4 Электрическая часть	37
4.1 Выбор главной схемы электрических соединений ГЭС и схемы собственных нужд.....	37
4.2 Выбор главных повышающих трансформаторов	39
4.2.1 Выбор главных повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками.....	39
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов ВН для схемы с укрупненными блоками.....	39

4.3	Выбор трансформаторов собственных нужд	40
4.4	Выбор количества отходящих линий распределительного устройства высшего напряжения	40
4.5	Выбор схемы РУ ВН	41
4.6	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического сравнения вариантов	42
4.7	Расчёт токов короткого замыкания	44
4.8	Выбор и проверка электрических аппаратов в главной схеме	46
4.8.1	Расчетные токи рабочего и утяжеленного режимов	47
4.8.2	Выбор и проверка оборудования на ОРУ 110 кВ	48
4.8.3	Выбор оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ	50
4.8.4	Выбор анализатора сети. Выбор синхронизатора	52
4.9	Схема собственных нужд	52
4.9.1	Выбор дизель–генераторной установки	53
4.9.2	Выбор резервного трансформатора собственных нужд	53
5	Релейная защита и автоматика	54
5.1	Расчет номинальных токов	54
5.2	Технические данные оборудования	55
5.3	Перечень защит основного оборудования	56
5.4	Описание защит и расчет их уставок	57
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)	57
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U _л (U _о))	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	63
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок	67
5.4.6	Дистанционная защита генератора Z1 <, Z2 <	68
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	71
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор	72
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит	72
6	Компоновка и сооружения гидроузла	73
6.1	Выбор класса гидротехнического сооружения	73
6.2	Определение отметки бетонной плотины	76
6.3	Гидравлические расчеты	76
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта	76
6.3.2	Определение отметки гребня водослива	77
6.3.3	Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае	79
6.3.4	Построение профиля водосливной грани	80
6.3.5	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе	81
6.4	Конструирование бетонной плотины	82
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины	82
6.4.2	Разрезка плотины швами	82

6.4.3 Быки.....	83
6.4.4 Устой 83	83
6.4.5 Ширина плотины по гребню.....	84
6.5 Конструирование отдельных элементов подземного контура.....	84
6.5.1 Цементационная завеса	84
6.5.2 Дренаж тела бетонной плотины	84
6.6 Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	85
6.6.1 Водобой.....	85
6.6.2 Рисберма.....	85
6.6.3 Фильтрационный расчет подземного контура.....	86
6.7 Статические расчеты плотины	86
6.7.1 Определение основных нагрузок на плотину	86
6.7.2 Вес сооружения и затворов.....	86
6.7.3 Сила гидростатического давления воды.....	87
6.7.4 Сила взвешивающего давления.....	88
6.7.5 Сила фильтрационного давления	88
6.7.6 Давление грунта	88
6.7.7 Волновое давление.....	89
6.8 Оценка прочности плотины	90
6.8.1 Критерии прочности плотины и её основания.....	92
6.9 Обоснование устойчивости плотины.....	93
6.10 Гидравлический расчет глубинного (донного) водосброса	94
7 Пожарная безопасность. Охрана труда.....	96
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений.....	96
7.2 Пожарная безопасность.....	96
7.3 Охрана труда.....	98
8 Охрана окружающей среды	101
8.1 Общие сведения о районе строительства	101
8.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	102
8.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	103
8.4 Отходы, образующиеся при строительстве.....	104
8.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации	105
9 Технико – экономическое обоснование.....	106
9.1 Оценка объемов реализации энергии и расходов в период эксплуатации станции.....	106
9.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии	106
9.1.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	106
9.1.3 Налоговые расходы.....	108
9.2 Оценка суммы прибыли	109
9.3 Оценка инвестиционного проекта.....	110
9.3.1 Показатели коммерческой эффективности проекта.....	110
9.4 Бюджетная эффективность	110

9.5 Анализ чувствительности	111
10 Энергоэффективность режимов основного и вспомогательного оборудования, на примере действующей ГЭС.....	113
10.1 Основные понятия и определения.....	113
10.2 Эффективность использования гидроресурсов Саяно -Шушенского гидроузла.....	113
10.3 Проведение энергетического обследования и испытаний гидроагрегатов.....	114
10.3.1 Энергетическое обследование	114
10.3.2 Энергетические испытания гидроагрегатов.....	116
10.4 Оптимизация собственного потребления электроэнергии	116
10.4.1 Основные расходы и потери электроэнергии на Саяно – Шушенской ГЭС	118
10.5 Мероприятия по повышению энергоэффективности на Саяно – Шушенской ГЭС	119
10.5.1 Рекомендации по повышению энергоэффективности использования водных ресурсов на Саяно – Шушенской ГЭС.....	119
10.5.2 Рекомендации по повышению энергоэффективности использования водных ресурсов на Майнской ГЭС.....	120
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	121
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	122
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Водно – энергетические расчеты	126
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Универсальная характеристика	145
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Уставки и матрица отключений защит.....	146
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Этапы реализации проекта.....	148
ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Эксплуатационная характеристика.....	149

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ НАРВСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Нарва;
2. Местонахождение ГЭС Ленинградская область;
3. Тип проектируемой установки ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 354 м³/с;
 - б) всех турбин 684 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,5% 1891 м³/с;
3,0% 1591 м³/с;
 - г) минимальный 50 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока суточный;
 - б) отметка: НПУ 27 м;
ФПУ 27,3 м;
УМО 26,83 м
 - в) объемы:
 - полный 365 млн. м³;
 - полезный 91 млн. м³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 24,67 м;
 - б) расчетный 21,80 м;
 - в) минимальный 21,6 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
 - установленная 132,6 МВт;
 - гарантированная 130,0 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 981,72 млн. кВт·ч;
8. Плотины (общая длина / максимальная высота):
 - а) глухая левобережная грунтовая 65 м / 16,2 м;
 - б) глухая правобережная бетонная 65 м / 16,2 м;
 - в) водосливная 146 м / 16,2 м;
 - г) стационарная 82 м / 41 м;
9. Водобросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов 3 отверстия 7,3×9 м;
 - в) общая длина 33 м;
 - г) максимальная высота 41 м;
10. Прочие водобросные сооружения:
 - а) тип глубинный водослив;
 - б) число и размер отверстий 4 отверстия 1×1 м;
 - в) общая длина 18 м;
 - г) максимальная высота 52,3 м;

11. Прочие водосбросные сооружения:

- а) тип ледосброс;
- б) число и размер отверстий 2 отверстия 7×10 м;
- в) общая длина.....25м;
- г) максимальная высота.....52,3 м;

12. Здание ГЭС:

- а) тип здания плотинно-деривационное;
- б) число агрегатов 4;
- б) грунты в основании доломиты;
- в) тип спиральной камеры бетонная;
- г) тип отсасывающей трубы изогнутая;
- д) расстояние между осями агрегатов.....20,3 м;

13. Основное оборудование:

- а) тип турбины ПЛ 306 – В – 500;
- б) тип генератора.....СВ – 695/155 – 40;
- в) мощность генератора 35 МВт;
- г) частота вращения 150 об/мин;
- д) тип трансформаторов ТД-40000/110;

14. Техничко-экономические показатели:

- а) удельные капиталовложения 60460,23 тыс. руб./кВт;
- б) себестоимость энергии 37 коп/кВт · ч;
- в) показатели эффективности: НПВ..... 2279,62 млн. руб.;
- Срок окупаемости 7 лет.

ВВЕДЕНИЕ

Основа работы заключается в проектировании гидроэлектростанции на реке Нарва, в Ленинградской области. Отсюда название ГЭС «Нарвская».

Целью бакалаврской работы является проектирование Нарвской ГЭС на реке Нарва, её гидротехнических сооружений, электрической части, распределительных устройств, выбор турбинного основного и вспомогательного оборудования, устройств релейной защиты и автоматики, разработка правил охраны труда и окружающей среды, а так же технико-экономическое обоснование эффективности проекта. По плотине ГЭС будет проходить государственная граница между Российской Федерацией и Эстонией.

Основное назначение станции: энергетика, водоснабжение. Главная электрическая схема проектируемой ГЭС сможет обеспечивать бесперебойную выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечает современным требованиям надежности и безопасности.

Станция будет вырабатывать электроэнергию для передачи в Единую энергосистему России и покрытия пиков суточного графика нагрузки региона.

1 Исходные данные и внешние условия функционирования ГЭС

1.1 Климатические условия

Территория бассейна р. Нарва расположена в умеренно климатическом поясе. Климат характеризуется как умеренно – континентальный, влажный, смягченный близостью Атлантического океана. В среднем за год выпадает около 600 мм осадков. Здесь наблюдается влажное, умеренно теплое лето, сравнительно мягкая зима. Сам климат усиливается к востоку, где зима продолжительнее, а лето теплее.

Характеристика климатических условий:

- температура воздуха среднегодовая +4,5°C;
- среднемесячная температура января –8...–10;
- среднемесячная температура июля +17...+18.

1.2 Гидрологические данные

Нарва – река в Ленинградской области России, на границе с Эстонией, исток которой – Чудско–Псковское озеро, а устье – Нарвская губа Финского залива Балтийского моря. Длина реки 77 км. Бассейн р. Нарвы площадью 56200 км² расположен на северо–западе Европейской территории России. Основные притоки: р. Плюсса, р. Россонь. Питание реки смешанное, преобладает снеговое. Гидрологический ряд реки Нарва за 50 лет наблюдений, представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Гидрологический ряд реки Нарва

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср. год}
1946	110	100	100	390	439	686	759	220	233	254	258	145	308
1947	89	101	114	411	470	744	978	347	264	240	215	205	348
1948	170	154	131	529	575	785	1400	338	305	383	292	208	439
1949	161	141	124	498	534	905	1345	355	325	457	347	301	458
1950	165	136	125	469	569	873	1326	453	336	370	324	299	454
1951	150	136	138	459	513	770	1170	420	403	353	322	223	421
1952	183	170	150	415	527	722	744	214	244	340	335	246	358
1953	121	110	107	384	439	667	696	207	199	250	249	162	299
1954	101	98	100	317	430	473	559	244	122	203	172	123	245
1955	112	105	104	336	412	449	473	101	163	242	236	181	243
1956	92	85	82	359	380	437	532	238	238	172	180	88	240
1957	132	112	99	374	386	447	497	250	202	209	242	162	259
1958	116	104	98	383	430	680	744	215	225	269	244	166	306
1959	183	156	141	463	490	525	745	348	350	283	344	197	352
1960	199	161	147	626	777	1240	1467	498	467	514	488	427	584

Продолжение таблицы 1.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср. год}
1961	159	143	124	504	554	834	1311	382	325	350	318	296	442
1962	181	155	133	468	537	1032	1330	460	336	363	292	242	461
1963	167	154	137	472	548	821	1345	449	350	349	322	281	450
1964	132	114	100	461	480	761	1144	400	355	374	373	218	409
1965	155	112	98	484	592	929	1363	324	322	376	294	244	441
1966	153	141	133	517	554	1108	1341	459	341	314	331	266	472
1967	114	107	96	437	509	707	829	340	247	233	262	233	343
1968	136	125	118	478	483	736	840	371	304	352	309	238	374
1969	94	81	82	315	362	382	696	192	83	119	149	71	219
1970	91	94	105	314	362	441	547	238	215	196	152	125	240
1971	98	92	96	280	391	618	756	187	225	215	273	125	280
1972	105	103	98	360	377	430	462	236	158	230	98	195	238
1973	205	107	107	371	459	474	504	190	169	250	260	123	268
1974	197	147	142	616	670	1032	1172	501	430	500	409	300	510
1975	162	145	141	520	570	1072	1109	448	333	327	322	262	451
1976	143	114	107	392	397	790	948	360	236	360	292	208	362
1977	110	105	104	258	430	501	570	184	211	230	257	140	258
1978	139	112	98	381	382	439	493	240	172	177	218	112	247
1979	98	90	84	356	362	405	468	228	191	212	190	79	230
1980	112	98	102	366	401	654	777	190	236	230	231	155	296
1981	147	145	137	478	556	845	1337	445	283	371	342	262	446
1982	163	123	120	468	569	881	1386	452	333	360	329	292	456
1983	164	136	125	478	552	989	1252	451	316	404	329	247	454
1984	185	152	144	651	687	1144	1360	374	383	468	422	297	522
1985	171	144	142	371	385	430	514	142	174	254	186	144	255
1986	158	138	127	282	412	459	486	196	161	250	246	153	256
1987	105	98	91	270	362	603	729	206	222	223	199	129	270
1988	127	107	102	480	566	797	1423	381	302	430	327	238	440
1989	116	94	96	315	381	625	718	193	261	254	246	144	287
1990	125	98	98	218	329	379	457	221	169	179	214	123	218
1991	114	110	102	376	381	694	815	321	252	228	273	240	326
1992	152	132	129	426	469	717	1037	350	227	196	258	210	359
1993	151	137	116	367	439	738	888	342	250	212	270	238	346
1994	147	133	126	468	515	743	815	380	316	361	355	212	381
1995	110	98	93	432	515	749	989	372	319	363	336	205	382
Q _{ср.мес}	139	121	114	417	478	707	913	313	266	297	279	204	354

Среднее значение стока реки за весь период наблюдений 354 м²/с.

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 1.2, 1.3, 1.4. Кривые связи ВБ и НБ изображены на рисунке 1.1, 1.2, 1.3.

Таблица 1.2 – Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа

Z, м	17	19	21	23	25	27
V, км ³	0,000	0,021	0,073	0,139	0,235	0,365

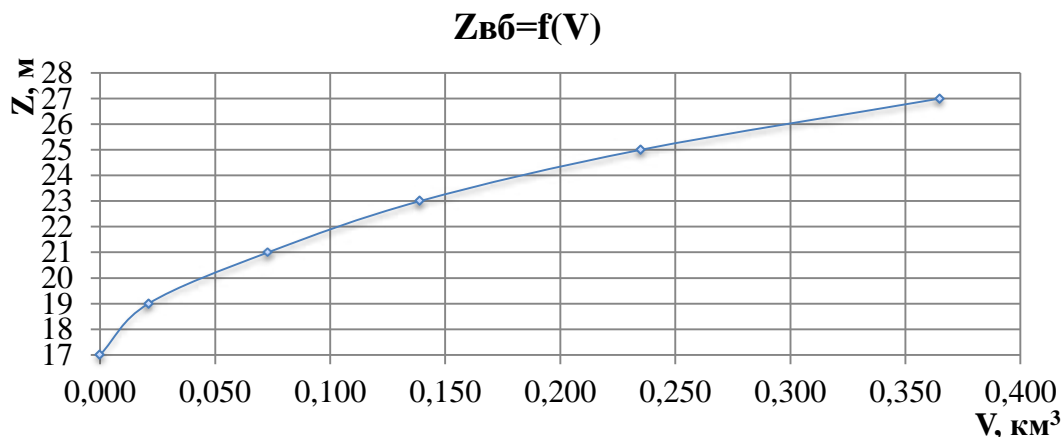


Рисунок 1.1 – кривая связи верхнего бьефа

Таблица 1.3 – Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа в створе здания ГЭС

Лето		Зима	
Q _{нб} , м ³ /с	Z _{нб} , м	Q _{нб} , м ³ /с	Z _{нб} , м
0	1,70	0	1,7
100	2,45	100	2,7
200	3,05	200	3,35
300	3,50	300	3,81
400	3,85	400	4,15
500	4,16	500	4,45
600	4,48	600	4,75
700	4,70	700	5,03
800	4,95	800	5,25
900	5,08	900	5,46
1000	5,20	1000	5,66
1100	5,33	1100	5,8
1200	5,42	1200	5,91
1300	5,55	1300	6,05
1400	5,65	1400	6,2
1600	5,85	1500	6,33
1800	6,02	1600	6,4
2000	6,28	1700	6,52
2200	6,43	1800	6,65
2400	6,65	1900	6,75
2600	6,85	2000	6,85

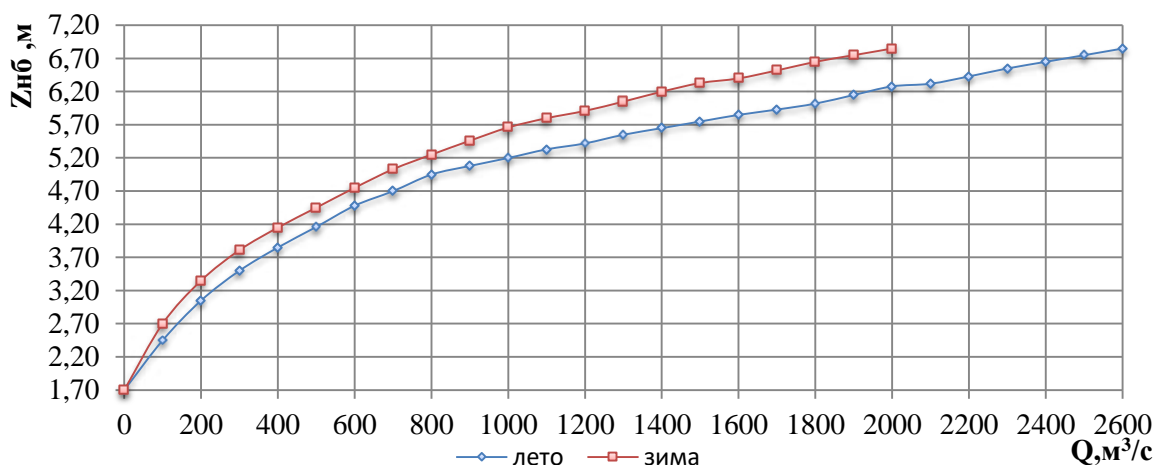


Рисунок 1.2 – Кривая связи нижнего бьефа в створе здания ГЭС летнего и зимнего периода

Таблица 1.4 – Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа в створе водосливной плотины

Лето		Зима	
Qнб, м³/с	Zнб, м	Qнб, м³/с	Zнб, м
0	17,00	0	17
200	22,38	100	21,87
400	23	200	23,39
600	23,45	300	24
800	24	400	24,45
1000	24,46	500	24,7
1200	25	600	25
1300	25,3	700	25,3
1400	25,5	800	25,5
1500	25,72	900	25,75
1600	26	1000	26

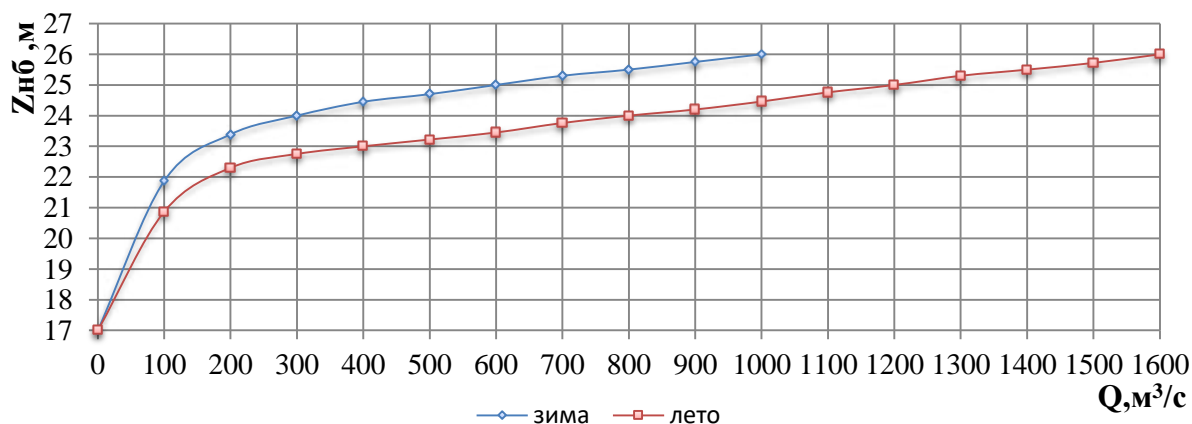


Рисунок 1.3 – Кривая связи нижнего бьефа в створе узла деривации (водосливной плотины) летнего и зимнего периода

1.3 Геологические условия

В основании створа здания ГЭС залегают алевролиты и доломиты. Ширина по створу 105 м. Дно в основании находится на отметке 1,7 м. Створ проектируемого здания ГЭС изображен на рисунке 1.4

В основании створа головного узла деривации и здания ГЭС залегают доломиты. Ширина по створу 264 м. Дно в основании находится на отметке 17 м. Створ проектируемой водосливной плотины на рисунке 1.5.

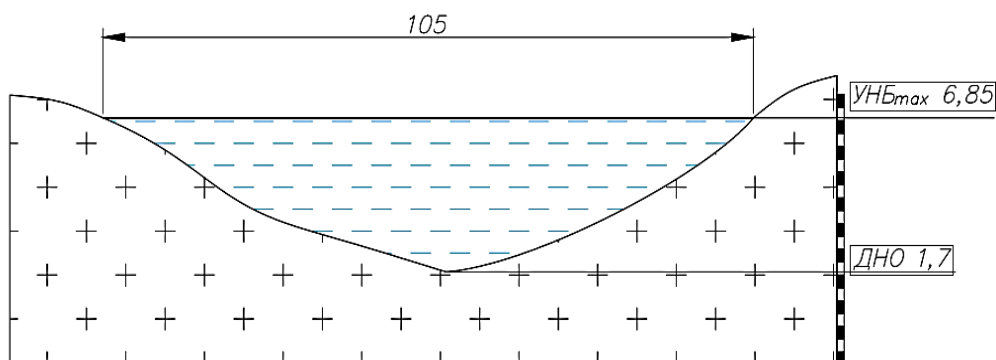


Рисунок 1.4 – Створ проектируемого здания ГЭС

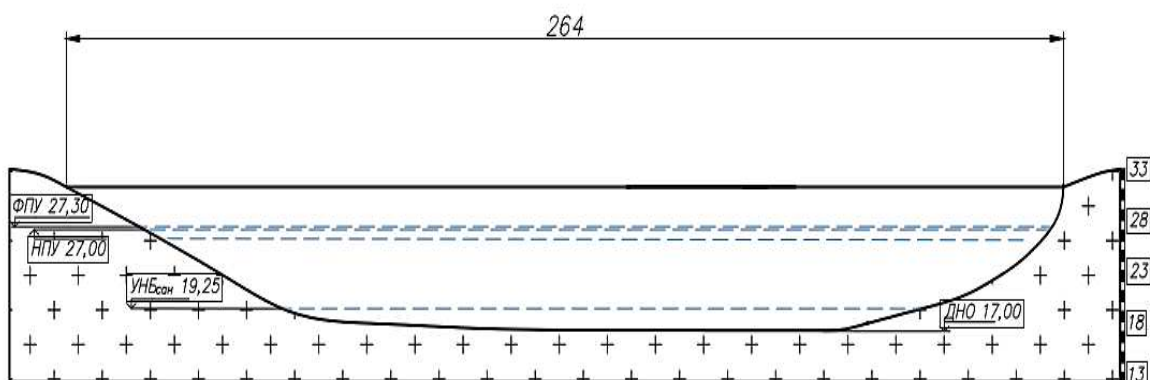


Рисунок 1.5 – Створ проектируемой водосливной плотины

1.4 Сейсмологическая характеристика

В соответствии с картой сейсмического районирования Российской Федерации, Нарвская ГЭС расположена в пределах зоны, характеризующейся сейсмической интенсивностью менее 5 – 6 баллов.

1.5 Топография района

Часть топографической карты района строительства ГЭС, представлена на рисунке 1.6. Створ здания ГЭС показан оранжевой линией, створ водосливной плотины (головной деривации) показан красной линией.

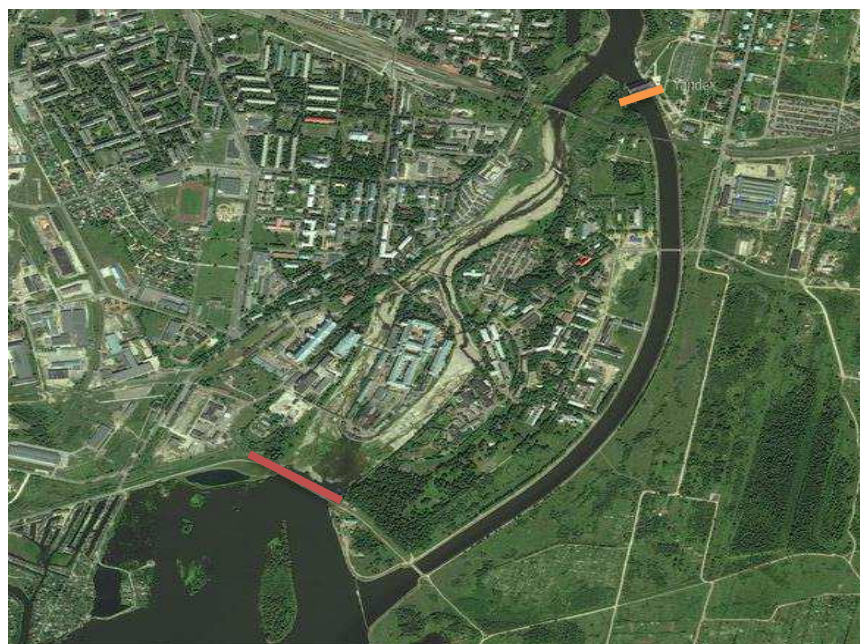


Рисунок 1.6 – Топографическая карта

1.6 Характеристика энергосистемы

Проектируемая гидростанция входит в энергосистему ОАО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ. Основными объектами генерации являются Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» Ленинградская атомная станция, филиал ПАО «ОГК–2» – Киришская ГРЭС, Филиал АО «Интер РАО ЕЭС – Электрогенерация» Северо–Западная ТЭЦ, АО «Юго-Западная ТЭЦ», а также электростанции филиала «Невский» ПАО «ТГК–1»: Правобережная ТЭЦ (ТЭЦ–5), Первомайская ТЭЦ (ТЭЦ–14), Северная ТЭЦ (ТЭЦ–21) и Южная ТЭЦ (ТЭЦ–22) [1].

2 Водно – энергетические расчеты

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

Ранжированные данные расходов, расположенных по убыванию и соответствующие им межень и половодье приводятся в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Расчетные данные обеспеченности маловодного и средневодного года

№года	Год	$Q_{ср.год}, м^3/с$	Год	$Q_{полов.}, м^3/с$	Год	$Q_{меж.}, м^3/с$	P, %
1	1960	584	1960	1028	1960	363	2,0
2	1984	522	1984	961	1974	328	3,9
3	1974	510	1966	880	1984	303	5,9
4	1966	472	1974	873	1949	276	7,8
5	1962	461	1965	842	1963	276	9,8
6	1949	458	1962	842	1950	276	11,8
7	1982	456	1982	826	1982	272	13,7
8	1950	454	1948	822	1983	272	15,7
9	1983	454	1949	821	1962	270	17,6
10	1975	451	1975	818	1951	268	19,6
11	1963	450	1983	818	1975	268	21,6
12	1981	446	1988	817	1966	267	23,5
13	1961	442	1950	809	1981	267	25,5
14	1965	441	1981	804	1961	262	27,5
15	1988	440	1961	801	1964	258	29,4
16	1948	439	1963	797	1994	254	31,4
17	1951	421	1951	728	1988	252	33,3
18	1964	409	1964	712	1959	250	35,3
19	1995	382	1995	671	1948	248	37,3
20	1994	381	1992	662	1968	244	39,2
21	1968	374	1947	651	1965	241	41,2
22	1976	362	1994	635	1995	237	43,1
23	1992	359	1968	634	1952	235	45,1
24	1952	358	1976	632	1976	228	47,1
25	1959	352	1967	621	1993	215	49,0
26	1947	348	1993	608	1992	207	51,0
27	1993	346	1952	602	1991	205	52,9
28	1967	343	1946	569	1967	204	54,9
29	1991	326	1991	567	1947	197	56,9
30	1946	308	1958	559	1958	180	58,8
31	1958	306	1959	556	1986	179	60,8
32	1953	299	1980	550	1946	178	62,7
33	1980	296	1953	547	1973	176	64,7
34	1989	287	1971	511	1957	176	66,7
35	1971	280	1989	510	1953	176	68,6
36	1987	270	1987	491	1989	176	70,6
37	1973	268	1973	452	1985	170	72,5
38	1957	259	1954	445	1980	169	74,5

Продолжение таблицы 2.1

№года	Год	$Q_{\text{ср.год}}, \text{м}^3/\text{с}$	Год	$Q_{\text{полов.}}, \text{м}^3/\text{с}$	Год	$Q_{\text{меж.}}, \text{м}^3/\text{с}$	P, %
39	1977	258	1977	440	1977	168	76,5
40	1986	256	1969	439	1971	164	78,4
41	1985	255	1956	427	1987	159	80,4
42	1978	247	1957	426	1978	159	82,4
43	1954	245	1985	425	1955	156	84,3
44	1955	243	1978	424	1990	153	86,3
45	1956	240	1955	418	1972	153	88,2
46	1970	240	1970	416	1970	152	90,2
47	1972	238	1986	410	1956	147	92,2
48	1979	230	1972	407	1979	147	94,1
49	1969	219	1979	398	1954	145	96,1
50	1990	218	1990	346	1969	109	98,0

В данной таблице розовым цветом обозначен средневодный год (50% обеспеченности), маловодный год (90% обеспеченности). Так как средневодный год по среднегодовому расходу не попадает на 50% обеспеченности, то вычисляются коэффициенты приведения по половодью и межени для 1947

$$K_{\text{полов.}} = \frac{Q_{\text{полов.1993}}}{Q_{\text{полов.1947}}} = \frac{608}{651} = 0,93, \quad (2.1)$$

где $Q_{\text{полов.1993}}$ – среднегодовой расход воды в реке Нарва по половодью за 1993 год;

$Q_{\text{полов.1947}}$ – среднегодовой расход воды в реке Нарва по половодью за 1947 год.

$$K_{\text{полов.}} = \frac{Q_{\text{меж.1992}}}{Q_{\text{меж.1947}}} = \frac{207}{197} = 1,05, \quad (2.2)$$

где $Q_{\text{меж.1992}}$ – среднегодовой расход воды в реке Нарва по межени за 1992 год;

$Q_{\text{полов.1947}}$ – среднегодовой расход воды в реке Нарва по межени за 1947 год.

Расчетный средневодный 1947 год (50% обеспеченности) без приведения к поправке представлен в таблице 2.2.

Т
а

б л	Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}, \text{м}^3/\text{с}$
и	$Q_i^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	114	101	89	411	470	744	978	347	264	240	215	205	348
ц	$Q_{\text{инр}}^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	120	106	93	382	437	692	910	364	277	252	226	215	340

а Так как с учетом коэффициентов приведения по межени и половодью [2, с.16-20], желаемого результата не получилось, необходимо увеличить расчетный средневодный год ($P = 50\%$) без изменений и с приведением к коэффициентам.

э
ф
1

Кполов. Коэффициент $K_{\text{меж.}}=1,05$ остается неизменным. *Кполов.*

У
В
е
Л
И
я

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}, \text{м}^3/\text{с}$
$Q_i^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	114	101	89	411	470	744	978	347	264	240	215	205	348
$Q_{\text{инр}}^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	120	106	93	399	456	722	949	364	277	252	226	215	348

я

е Так как маловодный год по среднегодовому внутри года попадает на 90% расчетный средневодный год ($P = 50\%$) без изменений и с корректировкой обеспеченности и коэффициенты приведения равны единице, то приведение новыми коэффициентами расходов внутри года не требуется. Расчетный маловодный год без приведения расходов представлен в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Расчетный маловодный год ($P = 90\%$) без приведения данных расходов

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}, \text{м}^3/\text{с}$
$Q_i^{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	105	94	91	314	362	441	547	238	215	196	152	125	240

о

р Для сравнения, полученные данные о маловодном и средневодном годах представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Расчетный маловодный ($P = 90\%$) и средневодный ($P = 50\%$) год

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср.год}}, \text{м}^3/\text{с}$
$Q_i^{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	105	94	91	314	362	441	547	238	215	196	152	125	240
$Q_i^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	120	106	93	399	456	722	949	364	277	252	226	215	348
$\Delta Q, \text{м}^3/\text{с}$	15	12	2	85	94	281	402	126	62	56	74	90	108

с

о По данным таблицы 2.5 строятся гидрографы, соответствующих лет, которые представлены на рисунке 2.1.

и А по данным таблицы 1.1 строиться график эмпирических кривых обеспеченности для расходов средневодных, в период половодья и межени, представленный на рисунке 2.2.

с

я

с

$Q_{\text{ср.год}}$. Таким значением оказалось $K_{\text{полов.}}=0,97$. Расчетный средневодный 1947 год (50% обеспеченности) с приведением к поправке представлен в таблице 2.3.

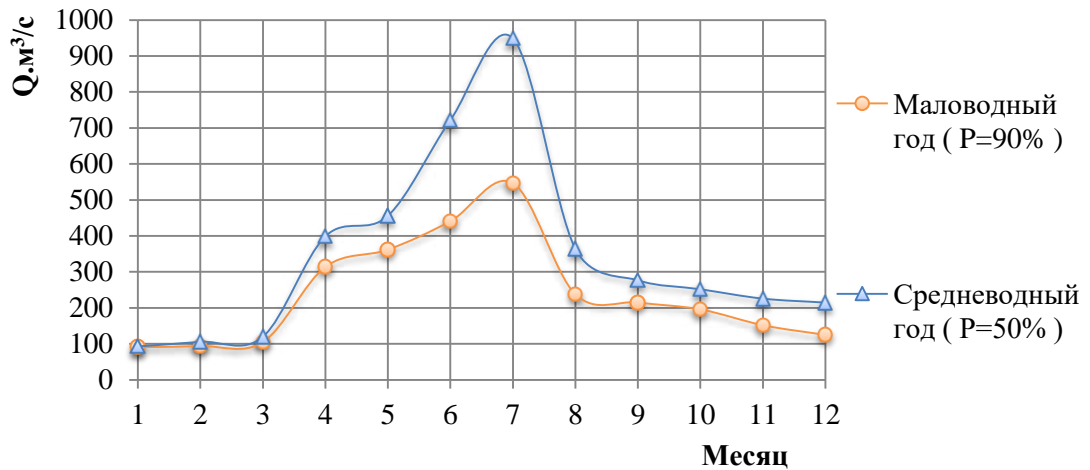


Рисунок 2.1 – Расчетный гидрограф маловодного и средневодного года

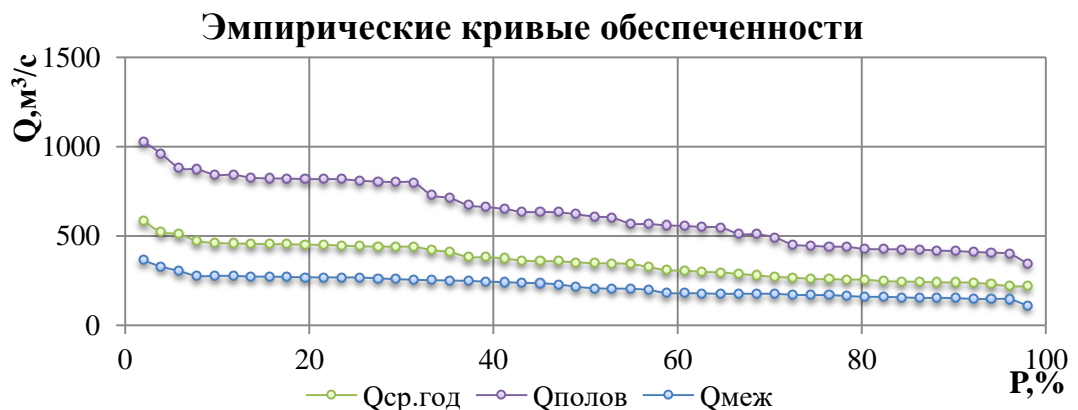


Рисунок 2.2 – эмпирические кривые обеспеченности для расходов средневодных, в период половодья и межени

2.2 Определение типа регулирования

Для определения типа регулирования водохранилища необходимо рассчитать коэффициент зарегулированности стока [3, с.3]:

$$\beta = \frac{V_{\text{полез}}}{W}, \quad (2.3)$$

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

Полезный объем водохранилища:

$$V_{\text{полез}} = V_{\text{ВНПУ}} - V_{\text{ВУМО}} = 0,36500 - 0,35412 = 0,01 \text{ км}^3, \quad (2.4)$$

где $V_{\text{ВНПУ}}$ – объем водохранилища при отметке НПУ (27,00 м);
 $V_{\text{ВУМО}}$ – объем водохранилища при отметке УМО (26,83 м).

Среднемноголетний сток:

$$W = Q_{\text{ср.мн}} \cdot t = 354 \cdot 10^{-9} \cdot 31536000 = 11,16 \text{ км}^3. \quad (2.5)$$

По формуле (2.3) коэффициент зарегулированности стока равен:

$$\beta = \frac{0,01}{11,16} = 0,001.$$

Полученное значение коэффициента соответствует суточному регулированию.

2.3 Построение суточных графиков нагрузки с интегральной кривой нагрузки энергосистемы

Для построения суточных графиков нагрузки с сайта системного оператора [1] выбираются необходимые данные для зимних (28.12.16) и летних суток (29.06.16) ОДУ Северо – Запада.

Значения для построения суточного графика нагрузки [4, с.18] представлены в Приложении А (таблице А.13).

Строится ИКН – интегральная кривая нагрузки и совмещается с суточным графиком нагрузки энергосистемы [4, с.22]. Данные ИКН для зимы и лета представлены в Приложении А (таблицы 14–15).

Доля, которую составляет мощность аналога от ОДУ и РДУ вычисляются по формулам (2.6), (2.7):

$$D_{\text{ОДУ}} = \frac{100\% \cdot N_{\text{уст.прот.}}}{N_{\text{ОДУ}}} = \frac{100 \cdot 125}{23572} = 0,5\%. \quad (2.6)$$

$$D_{\text{РДУ}} = \frac{100\% \cdot N_{\text{уст.прот.}}}{N_{\text{РДУ}}} = \frac{100 \cdot 125}{12916} = 1,0\%. \quad (2.7)$$

Мощность прототипа составляет 125 МВт, мощность ОДУ: 23572 МВт, мощность РДУ: 12916 МВт. Следовательно, Нарвская ГЭС будет проектироваться с расчетом на РДУ. Данные для размещения проектируемой и существующих ГЭС представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Данные о существующих ГЭС Ленинградского РДУ

Существующие ГЭС	$N_{\text{уст}}$, тыс. кВт	$\bar{\mathcal{E}}_{\text{год}}$, млн. кВт · ч	$\bar{\mathcal{E}}_{\text{сут}}$, млн. кВт · ч
Лесогорская	118	613,4	1,680
Светогорская	122	554,6	1,520
Волховская	86	347,0	0,951
Нижне-Свирская	99	434,0	1,189
Верхне-Свирская	160	548,0	1,501

Так как мощности и выработки каждой из ГЭС очень малы, суммируются их установленные мощности и суточные выработки по каскадам. Для удобства, данные о каскадах представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Данные установленных мощностей и суточных выработок по каскадам

Название каскада	Состав каскада	$N_{уст}$, млн. кВт	$\mathcal{E}_{ср.сут.}$, млн. кВт · ч	$\mathcal{E}_{зима}$, млн. кВт · ч	$\mathcal{E}_{лето}$, млн. кВт · ч
Вуоткинский	Лесогорская ГЭС Светогорская ГЭС	0,240	3, 200	0,640	2,560
Ладожский	Волховская ГЭС Нижне-Свирская ГЭС Верхне-Свирскую ГЭС	0,345	3, 641	0,728	2,913

Суточная выработка проектируемой ГЭС:

$$\mathcal{E}_{сут} = \frac{\mathcal{E}_{год}}{365} = \frac{640}{365} = 1,753 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.} \quad (2.8)$$

Интегральные кривые нагрузки энергосистемы для зимнего и летнего периода, с учетом существующих ГЭС представлены в Приложении А (рис. А.1, А.2).

2.4 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Для построения максимального годового графика нагрузки необходимо рассчитать максимальную мощность [2, с.29] за каждый месяц по формуле:

$$P_t^{max} = a + b \cdot \text{Cos}(30^\circ t - 15^\circ), \quad (2.9)$$

где t – порядковый номер месяца в году;
 a, b – коэффициенты, которые находятся по формулам:

$$a = \frac{P_z^{max} + P_l^{max}}{2} = \frac{7547 + 5436}{2} = 6492. \quad (2.10)$$

$$b = \frac{P_z^{max} - P_l^{max}}{2} = \frac{7547 - 5436}{2} = 1056. \quad (2.11)$$

Данные для построения годового графика максимальной нагрузки представлены в таблице 2.8:

Таблица 2.8 – Координаты для построения графика максимальных нагрузок

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P_t^{max} , МВт	7512	7239	6767	6221	5747	5473	5471	5742	6213	6759	7233	7510

По аналогии считаются данные для построения годового среднемесячного графика нагрузки за каждый месяц, но с учетом других коэффициентов:

$$a = \frac{P_3^{cp} + P_л^{cp}}{2} = \frac{4974 + 6901}{2} = 5938. \quad (2.12)$$

$$b = \frac{P_3^{cp} - P_л^{cp}}{2} = \frac{4974 - 6901}{2} = 9633. \quad (2.13)$$

Данные для построения годового среднемесячного графика нагрузки представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Координаты для построения графика среднемесячных нагрузок

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P_t^{cp} , МВт	6868	6619	6188	5690	5258	5008	5006	5253	5683	6181	6614	6866

Соответственно годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы Северо – Запада, Ленинградского РДУ представлены на рисунке 2.3.

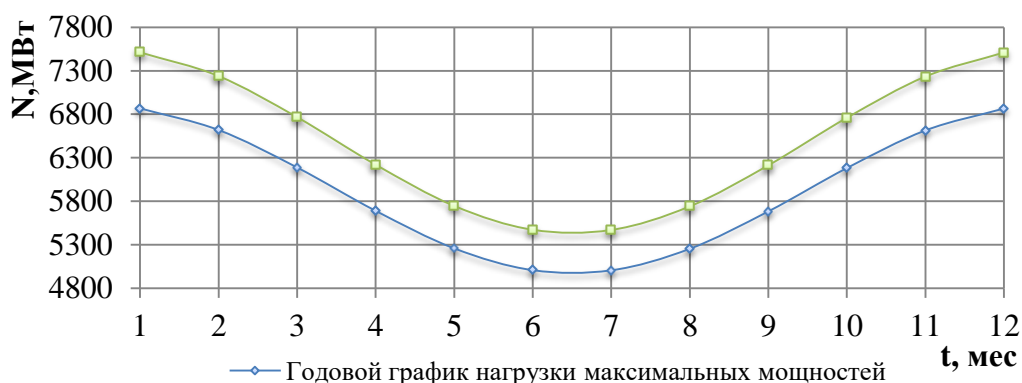


Рисунок 2.3 – Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

2.5 Водно – энергетический расчет режимов работы ГЭС

Основной задачей водно – энергетического расчета является определение режима работы, установленной мощности, уровня мертвого объема, а также построение графиков сработки – наполнения водохранилища по известным расчетным гидрографам и суточным графикам нагрузок.

2.5.1 Определение режима работы ГЭС по маловодному году

Объем полезного бытового стока определяется по следующей формуле:

$$Q_{\text{пол}} = Q_{\text{быт}} - Q_{\text{ф}} - Q_{\text{исп}} - Q_{\text{лед}}, \quad (2.14)$$

где $Q_{\text{быт}}$ – среднемесячный расход рассматриваемого месяца;
 $Q_{\text{ф}}$ – потери воды на фильтрацию;
 $Q_{\text{исп}}$ – потери воды на испарение;
 $Q_{\text{лед}}$ – потери воды на льдообразование.

Напор при работе по бытовому стоку и по ВХК определяется по формуле:

$$H = z_{\text{вб}} - z_{\text{нб}} - \Delta h, \quad (2.15)$$

где $z_{\text{вб}} = z_{\text{нпу}} = 27$ м – уровень верхнего бьефа;
 $z_{\text{нб}}$ – уровень нижнего бьефа, определяемый по кривой связи в зависимости от расхода $Q_{\text{пол}}$ или $Q_{\text{вхк}}$ в зависимости от режима ;
 $\Delta h = 0,2$ – потери напора в подводящих сооружениях.

Мощность на полезном бытовом стоке определяется по формуле:

$$N_{\text{быт}} = k_N \cdot Q_{\text{пол}} \cdot H_{\text{быт}}, \quad (2.16)$$

где $k_N = 8,7$ – коэффициент мощности.
 Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК рассчитываем по формуле:

$$N_{\text{вхк}} = k_N \cdot Q_{\text{вхк}} \cdot H_{\text{вхк}}, \quad (2.17)$$

где $Q_{\text{вхк}}$ – расход воды по требованиям участников ВХК;
 $H_{\text{вхк}}$ – напор при $z_{\text{нб}}(Q_{\text{вхк}})$.
 Полученные результаты расчёта сведены в таблицах 2.10–2.11.

Таблица 2.10 – Результаты расчета режимов работы ГЭС по водотоку

Режим работы по водотоку												
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{90\%, \text{быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	105	94	91	314	362	547	441	238	215	196	152	125
$Q_{\text{потери}}, \text{ м}^3/\text{с}$	3	3	2	1	0	4	12	3	3	2	6	5
$Q_{\text{пол}}, \text{ м}^3/\text{с}$	102	91	89	313	362	543	429	235	212	194	146	120
$Q_{\text{нб}}, \text{ м}^3/\text{с}$	103	92	90	314	363	544	430	236	213	195	147	121
$Z_{\text{вб}} = Z_{\text{нпу}}, \text{ м}$	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
$Z_{\text{нб}}(Q_{\text{пол}}), \text{ м}$	3	3	3	4	4	4	4	3	3	3	3	3

Продолжение таблицы 2.10

Режим работы по водотоку												
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$H, м$	24	24	24	23	23	22	23	24	24	24	24	24
$N_{\text{быт}}, МВт$	22	19	19	63	73	106	85	48	44	40	30	25

Таблица 2.11 – Результаты расчета режимов работы ГЭС по ВХК

Режим работы по ВХК												
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{\text{ВХК}}, м^3/с$	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
$Z_{\text{ВВ}} = Z_{\text{НПУ}}, м$	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{ВХК}}), м$	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
$H, м$	23	23	23	24	24	24	24	23	23	23	23	23
$N_{\text{ВХК}}, МВт$	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41	41
$N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}, МВт$	-19	-22	-22	22	31	65	44	7	3	-1	-11	-16
$N_{\text{сущ}}, МВт$	784	756	706	650	600	572	571	600	649	706	755	784

Необходимые данные для построения баланса энергии, рассчитаны по формулам 2.18 – 2.22.

$$N_{\text{сущ}} = P_{\text{сис}} - P_{\text{сис}} \cdot \frac{1000}{365 \cdot 24}. \quad (2.18)$$

$$N'_{\text{сущ}} = P_{\text{сис}} - N_{\text{сущ}}. \quad (2.19)$$

$$N'_{\text{быт}} = N'_{\text{сущ}} - N_{\text{быт}}. \quad (2.20)$$

$$N'_{\text{ВХК}} = N'_{\text{сущ}} - N_{\text{ВХК}}. \quad (2.21)$$

$$N_{\text{ТЭС}} = P_{\text{сис}} - N_{\text{сущ}} - N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}} - (N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}}). \quad (2.22)$$

Полученные данные при расчете сводим в общую таблицу 2.12:

Таблица 2.12 – расчетные мощности для построения баланса энергии маловодного года (90%)

	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$P_{\text{сист}}, МВт$	6868	6619	6188	5690	5258	5008	5006	5253	5683	6181	6614	6866
$N'_{\text{сущ}}, МВт$	6084	5863	5482	5041	4658	4436	4434	4653	5035	5475	5859	6082
$N'_{\text{быт}}, МВт$	6062	5844	5463	4977	4585	4330	4349	4605	4991	5435	5829	6057
$N'_{\text{ВХК}}, МВт$	6043	5822	5441	4999	4617	4395	4393	4613	4994	5434	5818	6041
$N_{\text{ТЭС}}, МВт$	6041	5825	5444	4914	4513	4224	4264	4557	4947	5395	5790	6019

По данным таблицы 2.15 представлен баланс энергии на рисунке 2.4:

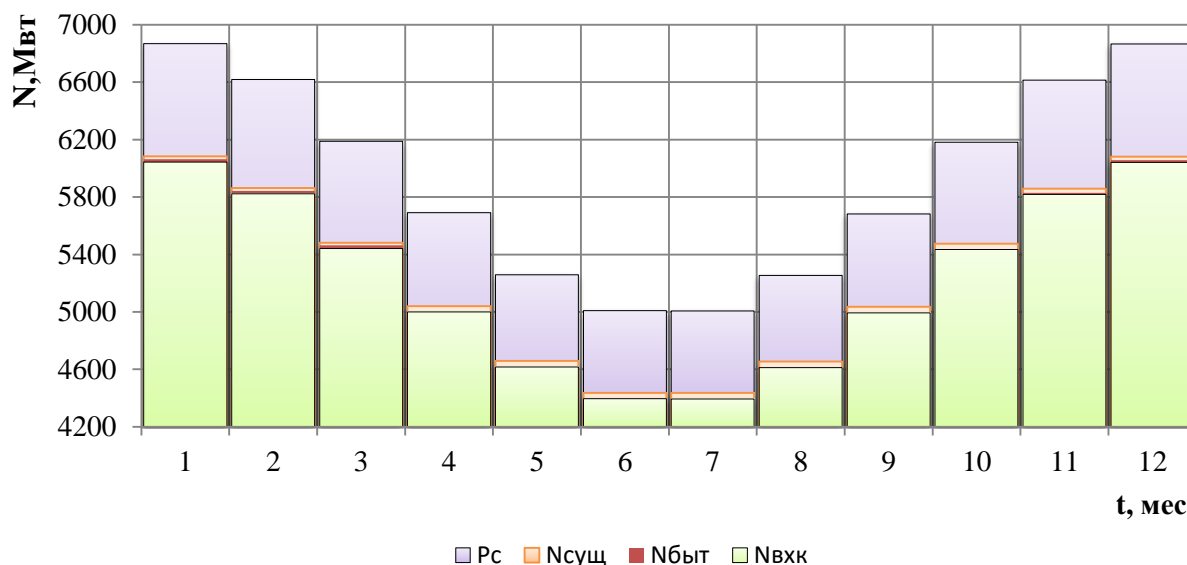


Рисунок 2.4 – баланс энергии маловодного года (P=90%)

2.5.2 Определение режима работы ГЭС по средневодному году

Режим работы станции по бытовому стоку (водотоку) и санитарному попуску рассчитывается по аналогии с предыдущим пунктом 2.5.1, и потери в р. Нарва за средневодный год представлены в таблице 2.13-2.14.

Таблица 2.13 – результаты расчета режимов работы ГЭС по водотоку и санитарному попуску

Режим работы по бытовому стоку												
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{пол}, м^3/с$	88	102	116	394	450	713	936	357	270	248	222	204
$Z_{НБ}(Q_{пол}), м$	3	3	3	4	4	5	5	4	3	3	3	3
$Z_{ВБ} = Z_{нпу}$	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
$H, м$	24	24	24	23	23	22	21	23	23	23	23	23
$N, МВт$	18	21	24	78	88	136	175	71	55	50	45	41
$\Sigma, МВт \cdot ч$	441	509	576	1870	2118	3252	4198	1704	1312	1209	1073	990

Таблица 2.14 – результаты расчета режимов работы ГЭС по санитарному попуску

Режим работы по санитарному попуску												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{сан}, м^3/с$	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
$Z_{НБ}(Q_{сан}), м$	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
$Z_{ВБ} = Z_{нпу}$	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27
$H, м$	24	24	24	25	25	25	25	25	25	25	24	24
$N, МВт$	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
$\Sigma, МВт \cdot ч$	254	254	254	256	256	256	256	256	256	256	254	254

Сработка водохранилища производится от отметки НПУ = 27 м, при которой объем равен $V_{НПУ} = 0,365 \text{ км}^3$. У График сработки – наполнения водохранилища суточного регулирования января представлен на рисунке 2.5, полный график для всех месяцев на рисунке 2.6.

Водно – энергетический расчет (ВЭР) для каждого месяца проектируемой ГЭС в средневодном году представлен в Приложении А (Таблица А.1–А.12).

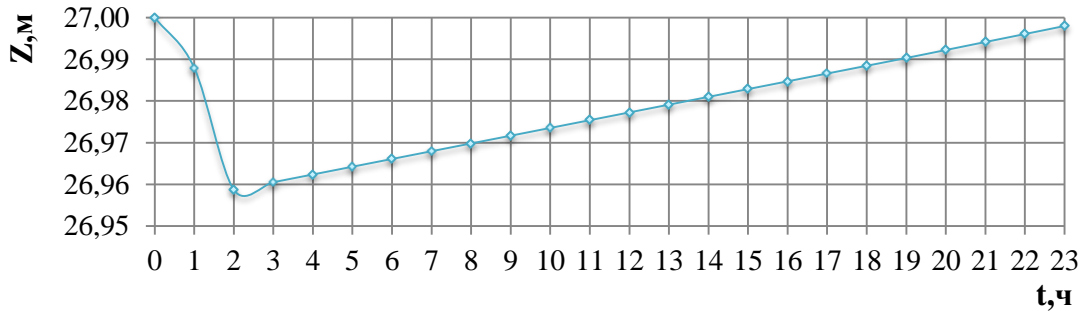


Рисунок 2.5 – Сработка – наполнение водохранилища января

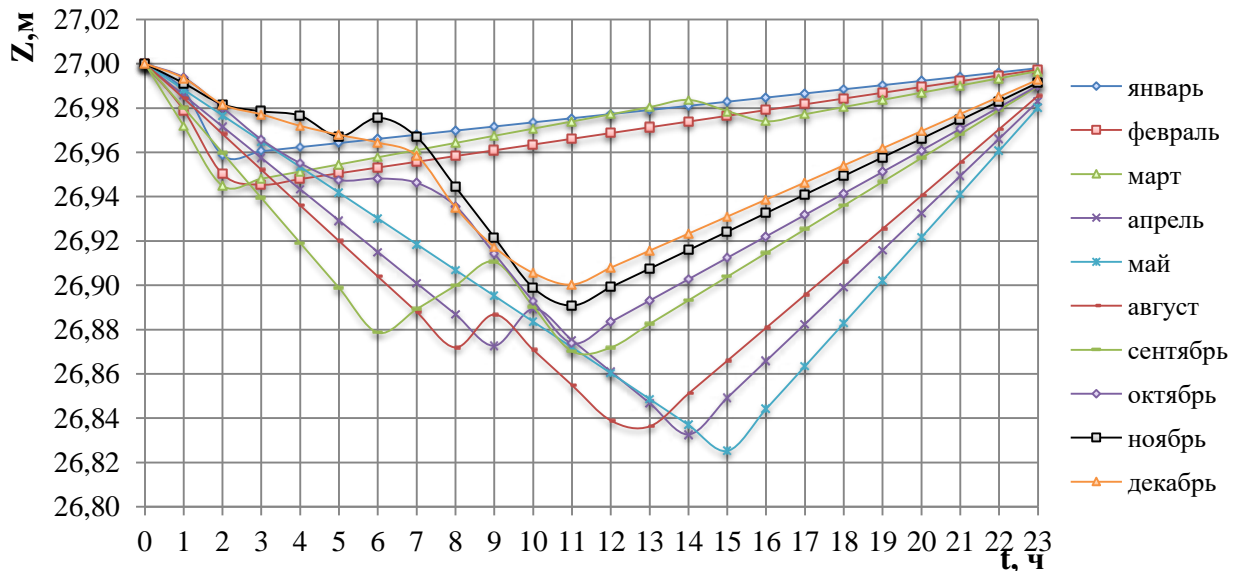


Рисунок 2.6 – График сработки – наполнения водохранилища проектируемой ГЭС

В результате сработки получают следующие показатели: рабочая мощность: $N_{\text{раб}} = 130 \text{ МВт}$, уровень мертвого объема (УМО): $\Delta \text{УМО} = 26,83 \text{ м}$.

2.5.3 Определение установленной мощности ГЭС

Выбор рабочей мощности для ГЭС с водохранилищем суточного регулирования осуществляется в соответствии с водно-энергетическими расчетами за сутки каждого месяца.

Нагрузочный резерв для проектируемой станции принимается примерно равным 2 % от рабочей мощности проектируемой ГЭС по формуле (2.23):

$$N_{рез} = 0,02 \cdot N_{раб}^{проект ГЭС} = 0,02 \cdot 130 = 2,6 \text{ МВт.} \quad (2.23)$$

Установленная мощность проектируемой Нарвской ГЭС по следующей формуле (2.24):

$$N_{уст} = N_{раб}^{ГЭС} + N_{рез} = 130 + 2,6 = 132,6 \text{ МВт.} \quad (2.24)$$

2.5.4 Баланс мощности

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы равен $2\% P_t^{max}$. Нагрузочный резерв расположен на существующих ГЭС.

Установленную мощность ТЭС и существующих ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст} = N_{раб.} + N_{авр.р} + N_{н.р.} \quad (2.25)$$

Аварийный резерв, будет размещен на сущ. ГЭС и ТЭС равный $8\% P_c^{max}$. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, на ГЭС имеется свободная мощность.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{N_{уст}^{пр.ГЭС}}{8} \cdot \frac{1}{4} \cdot 2 = \frac{133}{16} = 8,5 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.26)$$

Ремонтная площадь существующих ГЭС:

$$F_{рем}^{сущ.ГЭС} = \frac{N_{уст}^{сущ.ГЭС}}{8} \cdot 2 = \frac{608}{16} = 38 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.27)$$

где $N_{уст}^{пр.ГЭС}$ – установленная мощность существующих ГЭС.

Ремонтная площадь ТЭС:

$$F_{рем}^{ТЭС} = \frac{N_{уст}^{ТЭС}}{2} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{6524}{2} = 3262 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год.} \quad (2.28)$$

Результаты расчетов представлены в Приложении А (таблица А.16), по ним строится график баланса мощности представленный на рисунке 2.7

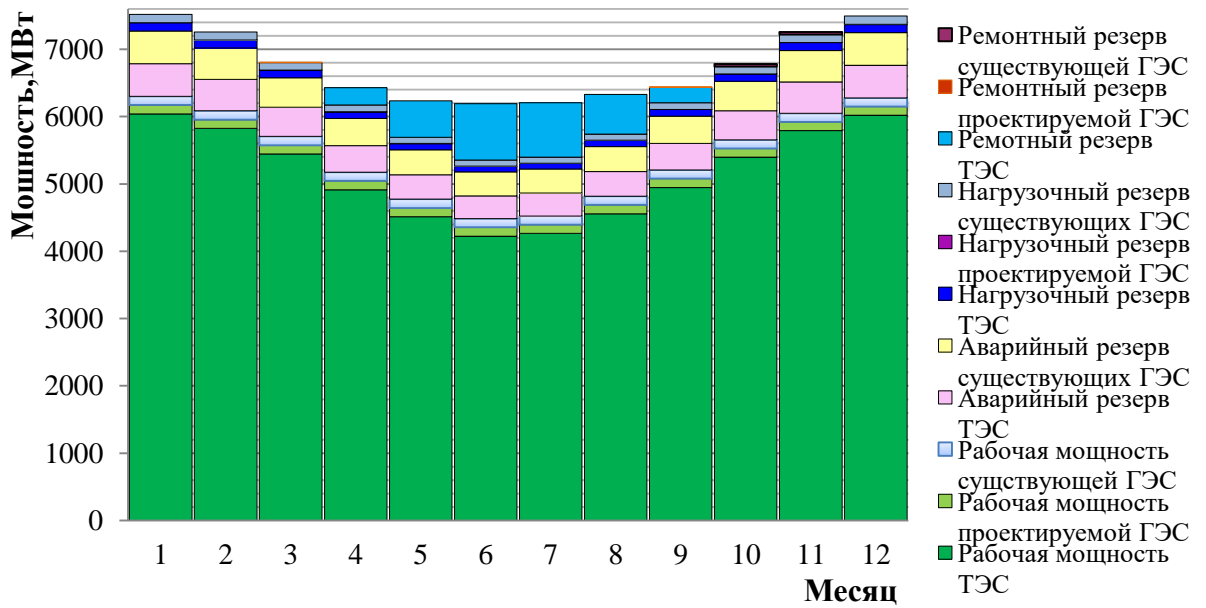


Рисунок 2.7 – Баланс мощности по средневодному году

2.5.5 Определение среднегогодовой выработки

Выработка за сутки вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{сут}} = \sum_{1}^{24} \mathcal{E}_{\text{час}} \cdot \quad (2.29)$$

Выработка за месяц:

$$\mathcal{E}_{\text{мес}} = \mathcal{E}_{\text{сут}} \cdot 30. \quad (2.30)$$

Полученные данные при расчете приведены в Приложении А (таблица А.17).

По итогам расчета среднегогодовой выработка составит $\bar{\mathcal{E}}_{\text{мл.лет}} = 981,72$ млн.кВт · ч.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

Область допустимой работы, проектируемой ГЭС, определяется путем построения режимного поля с указанием линий ограничений для различных режимов.

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

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

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

Ограничения работы турбины:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

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

2) Ограничение по пропускной способности ГЭС, определяемое уравнением:

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

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

H_p – расчетный по мощности напор.

3) Ограничение по минимальному расходу $Q_{min} = Q_{сан} = 50 \text{ м}^3/\text{с}$.

Результаты расчетов представлены в таблице 3.1, а режимное поле на рис.3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета для построения режимного поля

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
					$H_{ГЭС}, \text{ м}$	$Q_{ГЭС}, \text{ м}^3/\text{с}$	$H_{ГЭС}, \text{ м}$	$Q_{ГЭС}, \text{ м}^3/\text{с}$
$Q_{НБ}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{НБ}, \text{ м}$	$\Delta \text{НПУ}, \text{ м}$	$H_p, \text{ м}$	$\Delta \text{УМО}, \text{ м}$	$H_{ГЭС}, \text{ м}$	$Q_{ГЭС}, \text{ м}^3/\text{с}$	$H_{ГЭС}, \text{ м}$	$Q_{ГЭС}, \text{ м}^3/\text{с}$
0	1,7	25,00	24,79	24,63	23,00	662,7	22	702,3
200	3,05	23,65	23,44	23,28	22,85	667,0	21,9	700,7
400	3,85	22,85	22,64	22,48	22,70	671,4	21,8	699,1
600	4,48	22,22	22,01	21,85	22,55	675,9	21,7	697,5
800	4,95	21,75	21,54	21,38	22,40	680,4	21,6	695,9
1000	5,2	21,50	21,29	21,13	22,25	685,0	21,5	694,3

Продолжение таблицы 3.1

$Q_{НБ}, м^3/с$	$Z_{НБ}, м$	$\Delta НПУ, м$	$H_{P}, м$	$\Delta УМО, м$	$H_{ГЭС}, м$	$Q_{ГЭС}, м^3/с$	$H_{ГЭС}, м$	$Q_{ГЭС}, м^3/с$
1200	5,42	21,28	21,07	20,91	22,10	689,7	21,4	692,7
1400	5,65	21,05	20,84	20,68	21,95	694,4	21,3	691,1
1600	5,85	20,85	20,64	20,48	21,80	699,1	21,2	689,5
1800	6,02	20,68	20,47	20,31	21,65	704,0	21,1	687,8
2000	6,28	20,42	20,21	20,05	21,50	708,9	21	686,2

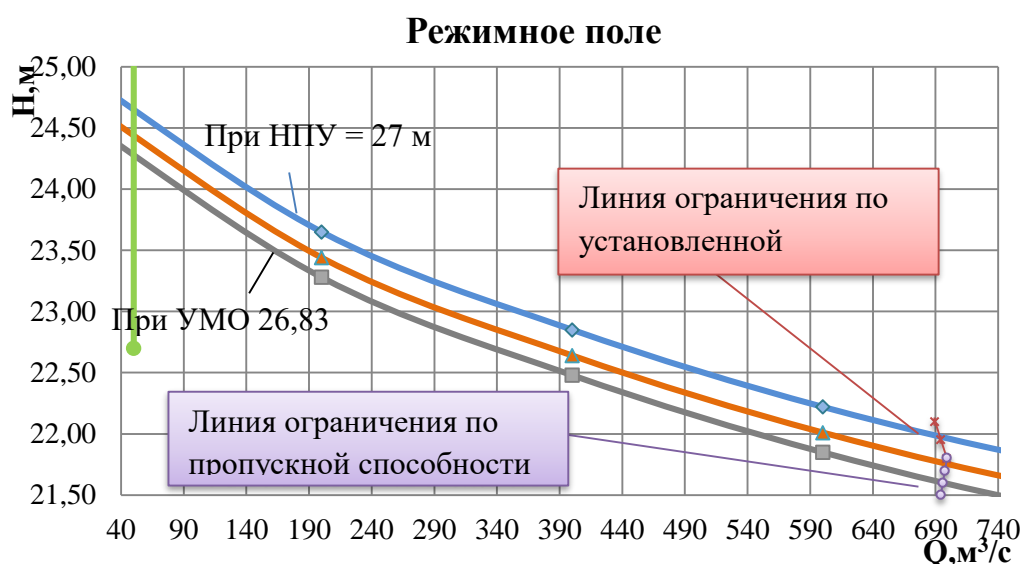


Рисунок 3.1 – Режимное поле проектируемой ГЭС

Из режимного поля были получены:

- 1) Максимальный напор $H_{max} = 24,67$ м.
- 2) Расчетный напор $H_{расч} = 21,80$ м.
- 3) Минимальный напор $H_{min} = 21,60$ м.

3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристика

Исходя из полученных напоров в п.3.1, а именно $H_{max} = 24,67$ м, к установке рекомендуется реактивная гидротурбина, поворотной – лопастного типа (ПЛ): ПЛ – 30а и ПЛ – 30б, параметры которых представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – параметры гидротурбин

Параметр	ПЛ30а	ПЛ30б
$H_{пред}, м$	30	30
H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
$n'_{opt}, мин^{-1}$	126	129
$Q'_{opt}, м^3/с$	1,76	1,80
$\eta_{m opt}$	0,8863	0,8888
$D'1, м$	0,46	0,46

Продолжение таблицы 3.2

Параметр	ПЛ30а	ПЛ30б
$H_{\text{мод}}, \text{м}$	4	8
$t_{\text{мод}}, ^\circ\text{C}$	5	21
$t_{\text{нат}}, ^\circ\text{C}$	8	8
$v_{\text{мод}}, \text{м}^2/\text{с}$	1,51	0,988
$v_{\text{нат}}, \text{м}^2/\text{с}$	1,384	1,384

Расчет параметров гидротурбин (ГТ) для различных значений диаметра рабочего колеса ГТ ПЛ30а и ПЛ30б представлены в таблице 3.3 [2, с.61].

Таблица 3.3 – параметры гидротурбин для различных диаметров

Тип турбины	ПЛ30(а)			ПЛ30(б)	
	2,8	4	6	4,5	5
$D_1, \text{м}$	2,8	4	6	4,5	5
$\eta_{\text{т}}, \text{о. е.}$	0,927	0,931	0,934	0,922	0,923
$N_{\text{агр}} *, \text{кВт}$	12391	25380	57324	32549	40230
$Z_{\text{агр}} *, \text{шт}$	10,7	5,2	2,3	4,1	3,3
$Z_{\text{агр}}, \text{шт}$	12	6	3	4	4
$N_{\text{агр}}, \text{кВт}$	11050	22100	44200	32549	33150
Δ	1,046	1,050	1,054	1,037	1,038
$n_{\text{синх}} *$	215	151	101	136	123
$n_{\text{синх}}$	214,3	150	100	136,4	125
$p *$	14	20	30	22	24
p	14	20	30	22	24
$n'(H_{\text{min}})$	126,2	126,0	126,0	130	132,0
$n'(H_{\text{р}})$	125,6	125,0	125,0	129	131,0
$n'(H_{\text{max}})$	118,0	118,0	118,0	121	123,0
$Q\Gamma \cdot (\eta_{\text{н}})_{H_{\text{р}}}$	1,455	1,426	1,268	1,660	1,369
$Q\Gamma \cdot (\eta_{\text{н}})_{H_{\text{max}}}$	1,209	1,185	1,053	1,379	1,137
Q' при H_{max}	0,628	0,614	0,272	0,488	0,395
Q' при H_{min}	0,671	0,656	0,291	0,522	0,422

На главной универсальной характеристике (ГУХ) представлены зоны работы соответствующих гидротурбин с таблицы 3.2 в Приложении Б, рис.Б1.

По следующим критериям производится выбор гидротурбины:

- 1) Максимальный КПД наблюдается у турбины ПЛ30а с $D_1 = 6$ м.
- 2) Оптимальная рабочая зона наблюдается у турбины ПЛ30б с $D_1 = 5$ м.
- 3) Наименьшее количество агрегатов у турбин ПЛ30б с $D_1 = 5$ м, $D_1 = 4,5$ м, ПЛ30а с $D_1 = 6$ м, но, так как три агрегата ставить нецелесообразно и не рационально, то подходит ПЛ30б с $D_1 = 5$ м.
- 4) Условие транспортировки: Рабочие колеса на станцию будут доставляться с Ленинградского металлического завода (ЛМЗ) водным транспортом.

Таким образом, была принята ГТ ПЛ30б – В – 500, так как наиболее целесообразна в эксплуатации и обладает лучшими энергетическими

характеристиками. При установке четырех турбин ПЛ30-В-500, вместо трех увеличатся затраты, но так будет надежнее и при меньшем диаметре будет больше быстроходность турбины, это благоприятно при ремонте и эксплуатации.

Так как для последующих расчетов необходимо будет выбрать гидрогенератор, но посмотрев в справочных пособиях, заметим, что ни к одной из рассчитанных гидротурбин невозможно подобрать серийный генератор кроме выбранной гидротурбины ПЛ30б с $D_1 = 5,0$ м, с количеством агрегатов $Z_a = 4$. Следовательно, далее продолжаем расчет только для этого диаметра.

3.3 Определение заглубления рабочего колеса

Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины, необходимо чтобы обеспечить ее безкавитационную работу. Расчетное значение высоты отсасывания H_s определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования.

Отметка расположения РК гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s, \quad (3.4)$$

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

Высота отсасывания находится по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s + \Delta Z_{x.пл.}, \quad (3.5)$$

где B – барометрическое давление (10,0 м вод.ст);

ΔH_s – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

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

$H, м$ – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа;

$\Delta Z_{x.пл.}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин [2, с.82], для осевых вертикальных ПЛ-турбин $\Delta Z_{x.пл.} = 0$.

Для гидротурбины ПЛ30б–500–В, по формуле (3.5):

При N_{max} и $N_{ном}$:

$$H_s = 10,33 - \frac{4,57}{900} - 0,335 \cdot 24,67 - 1,5 = 0,56.$$

При N_p и $N_{ном}$:

$$H_s = 10,33 - \frac{4,75}{900} - 0,485 \cdot 21,8 - 1,5 = -1,75 \text{ м.}$$

При N_{min} и $N_{л.огр}$:

$$H_s = 10,33 - \frac{4,74}{900} - 0,480 \cdot 21,6 - 1,5 = -1,54 \text{ м.}$$

Расчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

Отметки установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания по формуле 3.4:

$$Z_{PK1} = 4,57 + 0,56 = 5,13 \text{ м.}$$

$$Z_{PK2} = 4,75 - 1,75 = 3,00 \text{ м.}$$

$$Z_{PK3} = 4,74 - 1,54 = 3,20 \text{ м.}$$

Из полученных расчетов следует, что минимальная отметка установки рабочего колеса $Z_{PK2} = 3,00$ м.

3.4 Выбор типа серийного генератора

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{ном} = \frac{N_a}{\cos\varphi} = \frac{33,15}{0,8} = 41 \text{ МВА}, \quad (3.6)$$

где $\cos\varphi = 0,81 - 0,9$;

$n_c = 125$ об/мин.

Число полюсов расчетного гидрогенератора:

$$p = \frac{2 \cdot f \cdot 60}{n_c} = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{150} = 40, \quad (3.7)$$

где n_c – синхронная частота гидрогенератора;

$f = 50$ Гц.

При $D_1 > 5$ рекомендуется принимать зонтичное расположение генератора.

Принимается генератор близкий к расчетному СВ – 695/155 – 40 по справочнику [5] со следующими характеристиками, приведенными в таблице 3.4:

Таблица 3.4 – Характеристики генератора СВ–695/155-40

Тип	$S_{\text{НОМ}},$ МВА	$\cos\varphi$	$U_{\text{НОМ}},$ кВ	$I_{\text{НОМ}},$ кА	$\eta, \%$	$n_{\text{НОМ}},$ об/мин	x_d''	x_d'	x_d
СВ – 695/155 – 40	44	0,80	10,5	2,42	97,2	150	0,21	0,28	1,00

3.5 Расчет деталей и узлов гидротурбины

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность производится с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Расчетный диаметр вала:

$$D_v^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{\text{кр}}}{[\tau_{\text{доп}}]} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{2,153}{35} \right)^{0,33} = 0,682 \text{ м}, \quad (3.8)$$

где $[\tau_{\text{доп}}] = 30 - 35$ МПа;

$M_{\text{кр}}$ – крутящий момент рабочего колеса к ротору генератора, вычисленный по формуле 3.18.

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{\text{синх}}} = \frac{0,00974 \cdot 33150}{150} = 2,153 \text{ МПа} \quad (3.9)$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного (кратное 50 мм при D_v менее 1000 мм), тогда $D_v = 700$ мм.

3.6 Выбор вспомогательного оборудования

3.6.1 Выбор типа маслонапорной установки и электрогидравлического регулятора

Габаритные размеры маслонапорной установки (МНУ) определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ по номограмме из справочника Киселева [6, с.144], определяется тип маслонапорной установки для напора 30 м и $D_1 = 5$ м.

Выбранная маслонапорная установка : МНУ $\frac{6,3}{1} - 40 - 8 - 2$ (8 – объем гидроаккумулятора, 1 – количество гидроаккумуляторов, 40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см², 8 – сливной бак, вместительностью 8 м³, 2 – количество насосов.

По справочнику гидравлических расчетов Киселева [6, с.103] определяется тип ЭГР. Так как турбина поворотно-лопастная, то ЭГР (для ГА с двумя регулирующими органами). Диаметр главного золотника - 100мм.

Выбранный регулятор:

ЭГР – 100 – 3 (ЭГР – электрогидравлический регулятор, 100– диаметр главного золотника, 3 – гидромеханическая колонка 3–го исполнения).

3.6.2 Выбор кранов

Выберем типы, количество и грузоподъемности кранов, основываясь на следующих условиях:

- 1) Грузоподъемность крана должна быть больше массы ротора.
- 2) При количестве ГА на станции более пяти, необходима установка дополнительного крана.
- 3) Климатические условия данной местности

Исходя из массы ротора гидрогенератора полученной в пункте 4 и количества агрегатов $Z_{agr} = 4$, а также из-за низких температур в данном регионе выбираем 2шт мостовых крана грузоподъемностью 150 и 30 тонн. Козловые краны 3шт грузоподъемностью 5, 15 и 35 тонн.

3.7 Определение размеров деривационного канала

Форма поперечного сечения канала зависит от геологических и топографических условий. В данном случае при скальных ненарушенных породах, возможны откосы с большой крутизной, а именно вертикальные [7]. Сечение канала представлено на рисунке 3.2. Расположение канала в выемке, это обеспечивает лучшую устойчивость откосов, находящихся в плотных слежавшихся грунтах, и упростит технологию строительства.

Длина деривационного канала 1859 метров, выбрана исходя из возможности обеспечения наибольшего перепада отметок верхнего и нижнего бьефа. Средняя ширина канала принята 40 метров.

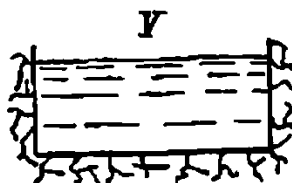


Рисунок 3.2 – Поперечное сечение деривационного канала, с вертикальными откосами, по схеме V

3.8 Определение геометрических размеров здания ГЭС

Габариты машинного зала определяются в зависимости от количества агрегатов, расстояния между ними, размеров ротора генератора с валом до фланца, а так же устройства транспортировки ротора [8].

Длина блока машинного зала принимается 20,5 метров, с учетом расположения вспомогательного оборудования, наличия свободных проходов с каждой стороны, по формуле (3.22). Ширина принимается 15,5 метров.

Монтажная площадка должна иметь такие размеры, при которых будет обеспечиваться свободная раскладка и ремонт узлов гидроагрегата. Ширина монтажной площадки принимается равной 17,5 метров, с учетом расстояния между частями ремонтного оборудования не менее 1,5 метров. Длина монтажной площадки, равна длине блока 20,5 метров.

Для ГЭС деривационного типа, длина блока определяется по следующей формуле (3.19):

$$L_{\text{бл}} = n_{\text{агр}} \cdot D_1 = 4 \cdot 5 = 20 \text{ м}, \quad (3.10)$$

где $n_{\text{агр}}$ – количество агрегатов;
 D_1 – диаметр рабочего колеса гидротурбины.

Длина машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = L_{\text{бл}} \cdot n_{\text{агр}} + L_{\text{мз}} = 20 \cdot 5 + 20 = 120 \text{ м}. \quad (3.11)$$

4 Электрическая часть

4.1 Выбор главной схемы электрических соединений ГЭС и схемы собственных нужд

Выбор главной схемы ГЭС происходит по следующим критериям:

- 1) Надежность и безотказность в работе.
- 2) Маневренность схемы, её возможность легко приспосабливаться к изменяющимся условиям работы, время эксплуатации.
- 3) Простота и наглядность.
- 4) Ремонтпригодность и безопасность обслуживания.
- 5) Экономичность, минимум затрат на ресурсы и время строительства распределительного устройства (РУ).

Электрические схемы ГЭС строятся, в основном, по блочному принципу. Все генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами, параллельная работа блоков осуществляется на высоком напряжении, где предусматривается РУ. С целью снижения капиталовложений, кроме единичных блоков на станции могут быть использованы укрупнённые блоки, которые применяются, когда общая мощность блока не превышает допустимой величины снижения генерируемой мощности в энергосистеме $P_{рез}$ (аварийный резерв).

Общая мощность блока:

$$P_{бл} = 2 \cdot P_{Г} = 2 \cdot 35 = 70 \text{ МВт}, \quad (4.1)$$

где $P_{Г}$ – активная мощность генератора (п.3.4, таблица 3.3).

Допустимая величина снижения генерируемой мощности в энергосистеме (ЭС):

$$P_{рез} = S_{рез} \cdot \cos \varphi_{ном} = 650 \cdot 0,8 = 520 \text{ МВт}, \quad (4.2)$$

где $S_{рез}$ – полная резервная мощность;

$\cos \varphi_{ном}$ – номинальное значение коэффициента мощности генератора (п.3.4, таблица 3.3).

Так как $P_{бл} < P_{рез}$, следовательно, для данной ГЭС применение укрупнённых блоков в структурной схеме является возможным.

Варианты структурных схем Нарвской ГЭС представлены на рисунках 4.1, 4.2.

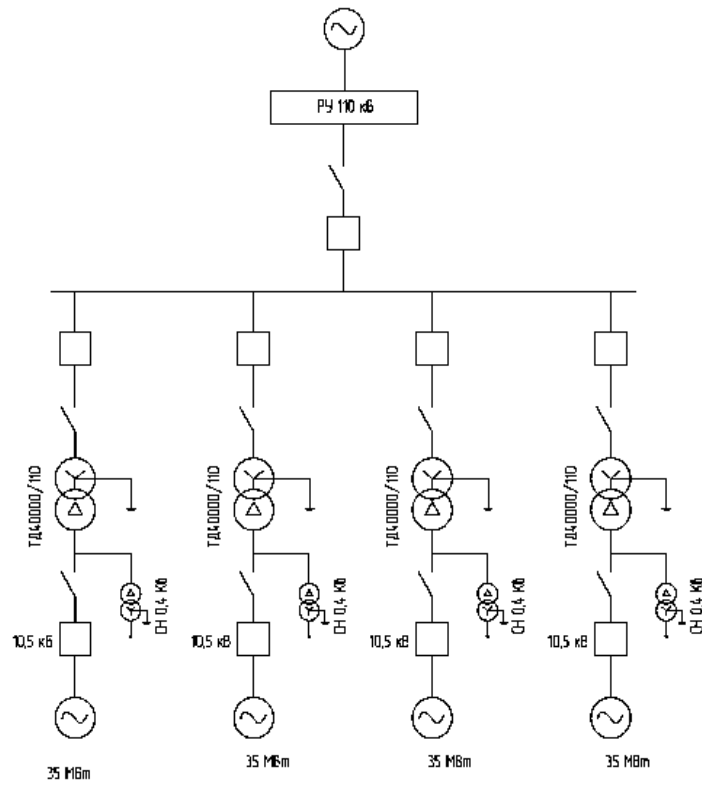


Рисунок 4.1 – Структурная схема электрических соединений с простыми блоками

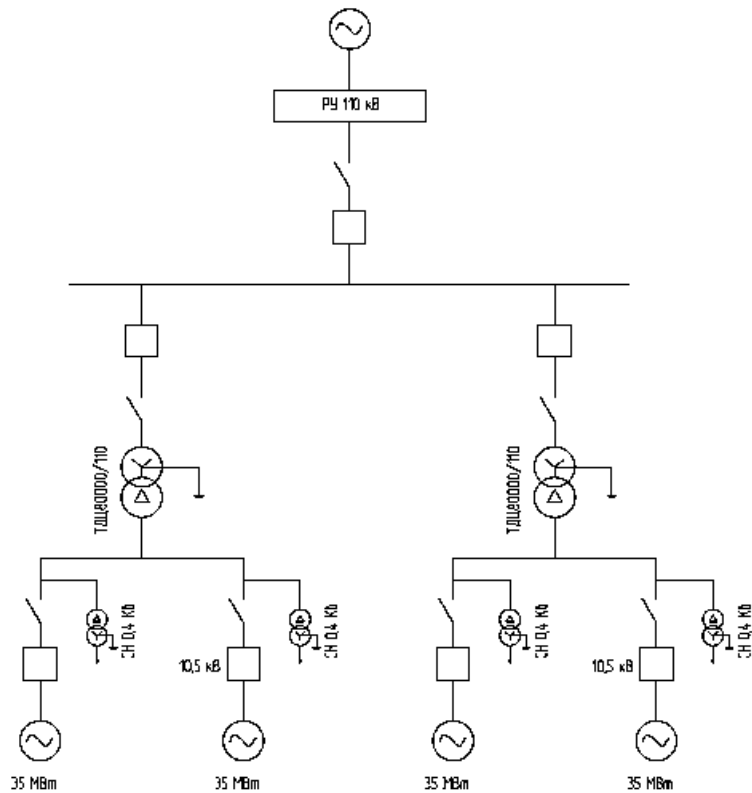


Рисунок 4.2 – Структурная схема электрических соединений с одиночным и укрупненным блоком

4.2 Выбор главных повышающих трансформаторов

4.2.1 Выбор главных повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками

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

Расчётная мощность блочного трансформатора:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\Gamma}} = 39,05 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.3)$$

где $P_{\text{с.н.}}$ – активная нагрузка собственных нужд, [9, с.254] МВт.

По каталогу [10]: «ООО "Тольяттинский Трансформатор» выбран трансформатор типа ТД–40000/110. Каталожные данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Каталожные данные трансформатора ТД–40000/110

Тип повышающего трансформатора	$S_{\text{ном}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$U, \text{кВ}$		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		$U_{\text{к}}, \%$	$I_{\text{хх}}, \%$	Полная масса, кг
		$U_{\text{ВН}}, \text{кВ}$	$U_{\text{НН}}, \text{кВ}$		$\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$			
ТД-40000/110	40000	121	10,5	Yн/D-11	23	160	10,5	0,3	65000

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов ВН для схемы с укрупненными блоками

Расчётная мощность трансформатора укрупненного блока определится как:

$$S_{\text{расч}} = \frac{2 \cdot (P_{\Gamma} - P_{\text{с.н.}})}{\cos\varphi_{\Gamma}} = 78,10 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.4)$$

По каталогу «ГК Новые Технологии, Электрозавод», Санкт-Петербург ТДЦ–80000/110 [11]. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ–80000/110

Тип повышающего трансформатора	$S_{\text{ном}}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$U, \text{кВ}$		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		$U_{\text{к}}, \%$	$I_{\text{хх}}, \%$	Полная масса, кг
		$U_{\text{ВН}}, \text{кВ}$	$U_{\text{НН}}, \text{кВ}$		$\Delta P_{\text{х}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВт}$			
ТДЦ–80000/110	80000	121	10,5	Yн/D-11	85	310	10,5	0,6	99510

4.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

Так как установленная мощность у Нарвской ГЭС составляет 132,6МВт и является станцией средней мощности, то полная мощность, потребляемая на собственные нужды (СН) проектируемой электростанции, составляет 1,0-2,0% от $P_{уст.ГЭС}$:

$$S_{сн} = n_{г} \cdot 0,01 \cdot S_{г} = 4 \cdot 0,01 \cdot 44 = 1,76 \text{ МВА} = 1760 \text{ кВА}, \quad (4.5)$$

где $S_{г}$ – номинальная мощность генератора.

По каталогу «Чебоксарский электрозавод Трансформатор», г. Чебоксары» выбираем трансформатор ТСЗ-2500/10 [12]. На станции будет установлено 3 трансформатора данного типа. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ–2500/10

Тип трансформатора	$S_{ном},$ кВ·А	$U, \text{кВ}$		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		$U_{к},$ %	$I_{хх}$ %	Полная масса, кг
		$U_{вн}, \text{кВ}$	$U_{нн}, \text{кВ}$		$\Delta P_{х}, \text{кВ}$	$\Delta P_{к}, \text{кВт}$			
ТСЗ-2500/10	2500	10	0,4	Yн/D-11	4,8	12,0	6,0	1,1	2410

4.4 Выбор количества отходящих линий распределительного устройства высшего напряжения

Пропускная способность воздушной линии (ВЛ), напряжением 110 кВ [13] на одну цепь:

$$P_{перед.} = 30 \text{ МВт}. \quad (4.6)$$

Число линий 110 кВ определяется по формуле:

$$n_{л} = \frac{(S_{ном}^{ген} - S_{сн}) \cdot \cos\varphi}{k \cdot P_{перед.}} + 1 = \frac{4 \cdot (44 - 1,76) \cdot 0,8}{1,4 \cdot 30} + 1 = 5, \quad (4.7)$$

где $k = 1,2$ – коэффициент, выбранный согласно [14].

Принимается количество линий ВЛ 110 кВ равным $n_{л} = 5$, округленное до стандартного значения.

Рабочий ток в линии:

$$I_{раб} = \frac{S_{п/ст}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{173,25}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 181,9 \text{ кА}. \quad (4.8)$$

Суммарная мощность, выдаваемая на распределительном устройстве (РУ) 110 кВ:

$$S_{п/ст} = n_{г} \cdot \left(\frac{P_{г} - P_{сн}}{\cos\varphi_{г}} \right) = 4 \cdot \left(\frac{35 - 35 \cdot 0,01}{0,8} \right) = 173,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.9)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 110 кВ:

$$P_{нат.} = 30 \text{ МВт}; \quad k = 1,4; \quad \cos\varphi_c = 0,8;$$

Рабочий ток в утяжелённом режиме, при выходе из строя одной линии:

$$I_{раб,утж} = \frac{S_{п/ст}}{\sqrt{3}(n_{л} - 1) \cdot U_{ном}} = \frac{173,25}{\sqrt{3} \cdot (5 - 1) \cdot 110} = 227,3 \text{ А}. \quad (4.10)$$

Расчётный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{расч} = \alpha_{г} \cdot \alpha_{i} \cdot I_{раб,утж} = 1,05 \cdot 1,1 \cdot 227,3 = 262,53 \text{ А}, \quad (4.11)$$

где $\alpha_i = 1,05$ – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки [13,с.91];

$\alpha_{г} = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации [13, табл.3,13].

По величине расчётного тока выбирается провод АС – 70/11. Допустимый продолжительный ток: $I_{доп} = 265 \text{ А}$ [13, табл.3,15].

Условие проверки:

$$I_{раб,утж} < I_{доп};$$

$$227,3 \text{ А} < 265 \text{ А}.$$

Отсюда следует, что провод АС – 70/11 проверку по нагреву прошел.

Параметры провода приведены в таблице 4.4:

Таблица 4.4 – Параметры провода марки АС–70/11

Число проводов в фазе	R0 Ом/км	X0 Ом/км	b0 См/км
1	0,422	0,444	$2,547 \cdot 10^{-6}$

4.5 Выбор схемы РУ ВН

Число присоединений проектируемого РУ 110 кВ – 5, в первом случае: 4 – простых блока; 5 – ВЛ 110 кВ.

Число присоединений проектируемого РУ 110 кВ – 5, во втором случае:

2 – укрупненного блока; 5 – ВЛ 110 кВ.

Согласно стандарту организации ОАО «ФСК ЕЭС»: «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35–750 кВ» [15];

Согласно стандарту организации ПАО «РусГидро»: «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования»[8], при напряжении 110–220 кВ и количестве присоединений от 5 до 15 применяется схема с двумя рабочими и одной обходной системой шин, представленная на рисунке 4.3.

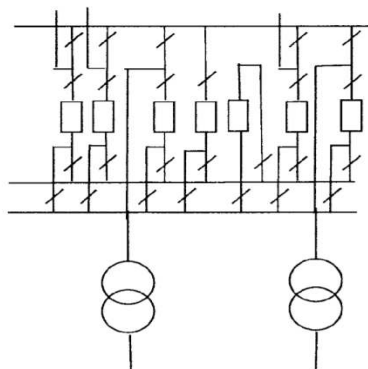


Рисунок 4.3 – Схема «две рабочие и одна обходная системы шин»

4.6 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического сравнения вариантов

Рассматриваемые схемы (п.4.1, рисунок 4.1-4.2), различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства высшего напряжения.

Следовательно, необходимо провести оценку капиталовложений по формуле:

$$K = t \cdot K_{ОРУ} + n \cdot K_T + m \cdot K_{Т.с.н.}, \quad (4.12)$$

где K_T – стоимость блочных трансформаторов ТД-40000/110;
 $K_{Т.с.н.}$ – стоимость трансформатора собственных нужд ТСЗ-2500/10/0,4;
 $K_{ОРУ}$ – стоимость ячеек ОРУ – 110 кВ [16];
 n – число силовых трансформаторов;
 m – число трансформатора собственных нужд;
 t – число ячеек ОРУ.

Капиталовложения для схемы с одиночным блоком вычисляются по формуле (4.13):

$$K_1 = 11 \cdot 14\,938\,000 + 4 \cdot 50\,000\,000 + 3 \cdot 1\,613\,350 = 369,16 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с объединенным блоком по формуле (4.12):

$$\begin{aligned} K_2 &= 9 \cdot 14\,938\,000 + 2 \cdot 100\,000\,000 + 3 \cdot 1\,613\,350 \\ &= 339,28 \text{ млн. руб.} \end{aligned}$$

где K_T – сумма стоимости блочных трансформаторов (ТДЦ–80000/110);
 $K_{T_{с.н.}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (ТСЗ–2500/10/0,4);
 $K_{ОРУ}$ – стоимость ячеек ОРУ –110кВ [16].

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

$$I^{a+0} = \alpha_{(a+0)\Sigma} \cdot K, \quad (4.13)$$

где $\alpha_{(a+0)\Sigma}$ – норма суммарных амортизационных отчислений и затрат на эксплуатацию электроустановки [13, табл. 6,2] принимаем 0,055 о. е.

Для варианта с единичными блоками по формуле (4.13):

$$I_1^{a+0} = 0,055 \cdot 369,16 = 20\,303\,800 \text{ руб} = 20,30 \text{ млн. руб.}$$

Для варианта с укрупненными блоками по формуле (4.13):

$$I_2^{a+0} = 0,055 \cdot 339,28 = 18\,660\,400 \text{ руб} = 18,66 \text{ млн. руб.}$$

Суммарные годовые издержки по вариантам:

$$I_1 = I_1^{a+0} + I_{\text{пот}}^{110'} = 20,30 + 6,96 = 27,26 \text{ млн. руб.} \quad (4.14)$$

$$I_2 = I_2^{a+0} + I_{\text{пот}}^{110''} = 18,66 + 9,62 = 28,28 \text{ млн. руб.} \quad (4.15)$$

Затраты:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.16)$$

где E_n – коэффициент сравнительной эффективности, представляющий собой отношение снижения себестоимости к вызвавшим их капиталовложениям. Принимается равным в настоящее время $E_n = 0,15$.

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле (4.16):

$$Z_1 = 0,15 \cdot 369,16 + 27,26 = 82,63 \text{ млн. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с объединенным блоком по формуле (4.16):

$$Z_2 = 0,15 \cdot 339,28 + 28,28 = 79,20 \text{ млн. руб.}$$

Сравнение затрат двух вариантов:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\% = \frac{82,63 - 79,20}{82,63} \cdot 100\% = 4 \%. \quad (4.17)$$

Сравнивая экономические показатели видно, что разница не превышает 5%, следовательно, схема с одиночным блоком представляется наиболее хорошей, так как на станции будет работать 4 блока, и в аварийных режимах, при выведении одного блока из строя, станция продолжит функционировать, учитывая их незначительную разницу в цене. Согласно стандарту РусГидро [8 п. 17.2.8], надежная схема с одиночными блоками.

4.7 Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт токов короткого замыкания произведён в программном комплексе RastrWin.

Реактивное сопротивление генератора:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{0,21 \cdot 10,5^2}{44} = 0,53 \text{ Ом}, \quad (4.18)$$

где x_d'' – сверхпереходное продольное сопротивление генератора (п.3.4,таблица 3.3);

$U_{\text{баз}}$ – базисное напряжение генератора;

$S_{\text{НОМ}}$ – полная номинальная мощность генератора (п.3.4,таблица 3.3).

Активное сопротивление генератора:

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_{\Gamma}} = \frac{0,53}{312 \cdot 0,0495} = 0,034 \approx 0,03 \text{ Ом}, \quad (4.19)$$

где $T_{\Gamma} = 0,045\text{с}$ – постоянная времени для гидрогенератора.

Реактивное сопротивление трансформатора:

$$x_{\text{T}} = \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5 \cdot 121^2}{100 \cdot 40} = 38,43 \text{ Ом}, \quad (4.20)$$

где $u_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора (п.4.2, таблица 4.1);

$U_{ВН}$ – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора, из (п.4.2, таблица 4.1);

$S_{НОМ}$ – полная номинальная мощность трансформатора (п.4.2, таблица 4.1).

Активное сопротивление трансформатора:

$$r_T = \Delta P_K \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,16 \cdot 121^2}{40^2} = 1,46 \text{ Ом}, \quad (4.21)$$

где ΔP_K – потери короткого замыкания трансформатора (п.4.2, таблица 4.1).

$S_{НОМ}$ – полная номинальная мощность трансформатора (п.4.2, таблица 4.1).

Сопротивление эквивалентной системы:

$$x_c = \frac{U_6^2}{S_{к.з}} = \frac{115^2}{40} = 330,63 \text{ Ом}, \quad (4.22)$$

где U_6 – базисное напряжение системы;

$S_{к.з}$ – мощность короткого замыкания системы.

$$r_c = \frac{x_c}{T_{а,с} \cdot \omega} = \frac{330,63}{0,045 \cdot 314} = 23,4 \text{ Ом}, \quad (4.23)$$

где x_c – сопротивление системы;

$T_{а,с}$ – постоянная времени для сети.

Удельные сопротивления проводов воздушных линий АС – 70/11:
 $x_{0,уд} = 0,444 \text{ Ом/км}, r_{0,уд} = 0,422 \text{ Ом/км}.$

Сопротивления воздушной линии 110кВ:

$$x_L = x_{0,уд} \cdot l = 0,444 \cdot 12,1 = 5,37 \text{ Ом}, \quad (4.24)$$

где $x_{0,уд}$ – удельное сопротивление провода АС – 70/11;

l – длина электропередачи.

$$r_L = r_{0,уд} \cdot l = 0,422 \cdot 12,1 = 5,11 \text{ Ом}, \quad (4.25)$$

где $r_{0,уд}$ – удельное сопротивление провода АС – 70/11.

ЭДС генераторов:

$$E_T = 1,13 \cdot U_6 = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ}, \quad (4.26)$$

где U_6 – базисное напряжение генератора.

ЭДС системы: $E_c = 110$ кВ.

На рисунках 4.4,4.5,4.6 представлены данные из программы «RastrWin», необходимые для расчета.

	Тип	Номер	Название	U_ном	R...	R_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V
1	Нагр	1	Система	110												110,00
2	Нагр	2	Шина	110												110,00
3	Нагр	3	T1	10												10,50
4	Нагр	4	T2	10												10,00
5	Нагр	5	T3	10												10,00
6	Нагр	6	T4	10												10,00

Рисунок 4.4 – Узлы

	S	Тип	N_нач	N_кон	Название	R	X	B	Kт/г	P_нач	Q_нач
1		ЛЭП	1	2			Система - Шина	5,37	5,11				
2		Тр-р	2	3			Шина - T1	1,46	38,43		0,095	0	2
3		Тр-р	2	4			Шина - T2	1,46	38,43		0,095	-1	-14
4		Тр-р	2	5			Шина - T3	1,46	38,43		0,095	-1	-14
5		Тр-р	2	6			Шина - T4	1,46	38,43		0,095	-1	-14

Рисунок 4.5 – Ветви

	s0	N агр	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1		1	Система	1	23,400	330,630	23,400	330,63	23,400	330,63	110,000
2		2	Г2	4	0,030	0,530	0,030	0,53		0,53	11,870
3		3	Г3	5	0,030	0,530	0,030	0,53		0,53	11,870
4		4	Г4	6	0,030	0,530	0,030	0,53		0,53	11,870
5		1	Г1	3	0,030	0,530	0,030	0,53		0,53	11,870

Рисунок 4.6 – Генераторы

Результаты расчета токов короткого замыкания представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Результаты расчетов тока короткого замыкания

Точка КЗ	Тип КЗ	$I_{п.0}$, кА	i_y , кА
К3	3ф	23,95	63,34
К2	3ф	3,15	8,33
К2	1ф	4,73	12,58

4.8 Выбор и проверка электрических аппаратов в главной схеме

Значения рабочих токов присоединений необходимы для выбора аппаратов и проводников по рабочему режиму. Рабочий режим делится на нормальный и утяжелённый.

Под нормальным режимом установки понимают режим, предусмотренный планом эксплуатации без вынужденных отключений и без переагрузок.

Утяжелённым режимом называется режим при вынужденном отключении части присоединений вследствие их повреждения или в связи с профилактическим ремонтом. При этом рабочие токи других присоединений

могут заметно увеличиться и значительно превышать рабочие токи нормального рабочего режима.

4.8.1 Расчетные токи рабочего и утяжеленного режимов

Расчётный ток присоединения генераторов Г1 –Г4, 10,5кВ:

$$I_{Г\text{ раб}} = 1,05 \cdot I_{Г\text{ ном}} = \frac{1,05 \cdot S_{Г\text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г\text{ ном}}} = \frac{1,05 \cdot 44}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2526 \text{ А.}, \quad (4.27)$$

где $U_{Г\text{ ном}}$ – номинальное напряжение генератора;

$S_{Г\text{ ном}}$ – полная номинальная мощность генератора.

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов ТД–40000/110:

$$I_{Т1-Т4,\text{ раб.мах}} = \frac{1,05 \cdot S_{Т,\text{ ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,\text{ ном}}} = 1,05 \cdot \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 121} = 200 \text{ А}, \quad (4.28)$$

где $U_{Т\text{ ном}}$ – номинальное напряжение трансформатора;

$S_{Т\text{ ном}}$ – полная номинальная мощность трансформатора.

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 110кВ:

$$I_{\text{ раб max}} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{л}} \cdot U_{\text{ ном}}} = \frac{175,67}{\sqrt{3} \cdot 5 \cdot 110} = 184 \text{ А}, \quad (4.29)$$

где S_{Σ} – суммарная мощность станции, выдаваемая в систему;

$n_{\text{л}}$ – количество отходящих линий.

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

$$I_{\text{ раб.утж.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ ном}}} = \frac{175,67}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 110} = 230 \text{ А}. \quad (4.30)$$

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

$$I_{Т\text{СН, раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т\text{СН, ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т\text{СН, ном}}} = 1,05 \cdot \frac{0,63}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,036 \text{ А}. \quad (4.31)$$

4.8.2 Выбор и проверка оборудования на ОРУ 110 кВ

В качестве электрического коммутационного аппарата высокого напряжения был выбран баковый вакуумный выключатель ВРС–110–III–31,5/2500–УХЛ1, производства ООО «Высоковольтный союз», г. Екатеринбург [17]. Такой выключатель предназначен для эксплуатации в районах с умеренным и холодным климатом (до -60°). Каталожные данные представлены в таблице 4.6

В качестве электрического коммутационного аппарата высокого напряжения был выбран разъединитель РГ 110/1000–УХЛ1 производства компании «ЗЭТО» г. Великие Луки [18]. Каталожные данные по разъединителю представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Сводная таблица по выбору вакуумного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Выключатель ВРС-110-III-31,5/2500- УХЛ1	Разъединитель РГ-110/1000-УХЛ1
$U_{\text{сети ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб. max}} = 184 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2,5 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 1,0 \text{ кА}$
$I_{\text{н0}} = 4,73 \text{ кА}$	$I_{\text{эл.дин}} = 31,5 \text{ кА}$	$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с}$
$i_y = 12,58 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.дин}} = 81 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.дин}} = 80 \text{ кА}$
	$I_{\text{ном.откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 31,5 \text{ кА}$
$B_{\text{к расч}} = I_{\text{по}}^{(1)2} \cdot (t_{\text{откл}} + t_{\text{рза}}) =$ $= 4,73^2 \cdot (0,045 + 0,01)$ $= 1,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к ном}} = I_T^2 \cdot t_T =$ $31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к ном}} = I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3$ $= 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Собственное время отключения и включения соответственно:
 $t_{\text{с.откл}} = 0,045 \text{ с}; t_{\text{в}} = 0,08 \text{ с}.$

Выключатель и разъединитель проверяются по следующим условиям:

1) Условие прохождения проверки на термическую стойкость выключателя и разъединителя:

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

$$2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 1,23 \text{ кА}^2.$$

Следовательно, выключатель ВРС–110–III–31,5/2500–УХЛ1 и разъединитель РГ–110/1000–УХЛ1 термически устойчив.

2) Условие прохождения проверки на динамическую стойкость выключателя и разъединителя:

$$i_{\text{эл.дин}} > i_{\text{уд}};$$

$$81 \text{ кА} > 12,58 \text{ кА.}$$

Следовательно, выключатель ВРС–110–III–31,5/2500–УХЛ1 динамически устойчив.

$$80 \text{ кА} > 12,58 \text{ кА.}$$

Следовательно, разъединитель РГ–110/1000–УХЛ1 динамически устойчив.

3) Номинальный ток выключателя и разъединителя должен быть выше максимального рабочего тока:

$$I_{\text{ном}} > I_{\text{раб max}};$$

$$2500 \text{ А} > 184 .$$

Для выключателя условие выполнено.

$$1000 \text{ А} > 184 .$$

Для разъединителя условие выполнено.

Далее для РУ выбирается измерительный трансформатор напряжения. В данном случае наиболее подходящим оказался ТНЭО–110–3 – 200 – 0,2S – 5ТРЕ63 – УХЛ1 производства компании ЗАО "ПРОФОТЕК", г. Москва. [19]. Номинальное напряжение первичной обмотки: $U_{1\text{ном}}=110/\sqrt{3}$ кВ; Номинальное напряжение вторичной обмотки: $U_{2\text{ном}}=100/\sqrt{3}$ кВ; Класс точности обмотки учета 0,2; класс точности обмотки для защиты 5ТРЕ63. Номинальная мощность 150 ВА. Исходя из ПУЭ[20], трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений.

Для защиты от перенапряжений со стороны высшего напряжения был выбран ОПН–П1–110/100/10/550/III–УХЛ1, компании «АС ЭНЕРГИЯ», г. Королев [21]. Измерительный трансформатор тока ТТЭО – 110 – 3 – 200 – 0.2S – 5ТРЕ63 – УХЛ1 компании ЗАО "ПРОФОТЕК", г. Москва [22]. Каталожные данные представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Проверка трансформатора тока ТТЭО – 110 – 3 – 200 – 0.2S – 5ТРЕ63 – УХЛ1

Условия	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.max}} = 184 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} < i_{\text{эл.дин}}$	$i_{\text{у}} = 8,33 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.дин}} = 25 \text{ кА}$
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	$S_2 = 4 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2\text{ном}} = 15 \text{ В} \cdot \text{А}$
$V_{\text{к.ном}} > V_{\text{к.расч}}$	$V_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 4,73^2 \cdot (0,045 + 0,01) = 1,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Собственное время отключения и включения соответственно:
 $t_{с.откл} = 0,045$ с; $t_{в} = 0,08$ с. Время термической стойкости $t_T = 3$ с.

4.8.3 Выбор оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

В качестве коммутационного аппарата на генераторном напряжении принимается вакуумный выключатель ВРС–10–31,5/3150 У2 компании ООО «Высоковольтный союз», г. Екатеринбург [17].

Каталожные данные представлены в таблице 4.8. В качестве коммутационного аппарата на генераторном напряжении принимается разъединитель РВРЗ–10/4000–I(II) УХЛ2 компании «ЗЭТО» г. Великие Луки [18]. Каталожные данные представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя

Расчётные данные	Выключатель ВРС-10-31,5/3150 У2	Разъединитель РВРЗ-10/4000-I(II) У3
$U_{сети\ ном} = 10,5$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{Г.раб} = 2526$ А	$I_{ном} = 3150$ А	$I_{ном} = 4000$ А
$I_{н0} = 23,95$ кА	$I_{эл.дин} = 31,5$ кА	$t_{откл} = 3$ с
$i_{уд} = 63,34$ кА	$i_{эл.дин} = 80$ кА	$i_{эл.дин} = 125$ кА
	$I_{ном.откл} = 31,5$ кА	$I_{т.ст} = 50$ кА
$B_{к\ расч} = I_{по}^{(3)2} \cdot (t_{в} + t_{рза}) =$ $= 23,95^2 \cdot (0,09 + 0,01) =$ $= 57,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к\ ном} = I_T^2 \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 =$ $= 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к\ ном} = I_T^2 \cdot t_T =$ $50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Собственное время отключения и включения соответственно: $t_{с.откл} = 0,065$ с; $t_{в} = 0,09$ с.

1) Условие прохождения проверки на термическую стойкость генераторного выключателя и разъединителя:

$$B_{к\ ном} > B_{к\ расч};$$

$$2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 57,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Следовательно, выключатель ВРС–10–31,5/3150 – У2 термически устойчив.

Условие прохождения проверки на термическую стойкость разъединителя:

$$7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 57,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Следовательно, разъединитель РВРЗ–10/4000–I(II) - У3 термически устойчив.

2) Условие прохождения проверки на динамическую стойкость генераторного выключателя и разъединителя:

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

$$80 \text{ кА} > 63,34 \text{ кА}.$$

Следовательно, выключатель ВРС–10–31,5/3150 – У2 динамически устойчив.

Условие прохождения проверки на динамическую стойкость разъединителя:

$$125 \text{ кА} > 63,34 \text{ кА}.$$

Следовательно, разъединитель РВРЗ–10/4000–I(II) – У3 динамически устойчив.

3) Номинальный ток генераторного выключателя и разъединителя должен быть выше максимального рабочего тока:

$$I_{\text{ном}} > I_{\text{раб max}};$$

$$3150 \text{ А} > 2526.$$

Для генераторного выключателя условие выполнено.

$$3000 \text{ А} > 2526 \text{ А}.$$

Для генераторного разъединителя условие выполнено.

В качестве измерительного трансформатора напряжения на генераторном напряжении применяется ТНЭО–10–3–3000–0,2S – 5ТРЕ63 – УХЛ1, который произведен компанией ЗАО "ПРОФОТЕК", г. Москва [22]. Номинальное напряжение первичной обмотки: $U_{1\text{ном}}=10/\sqrt{3}$ кВ; Номинальное напряжение вторичной обмотки: $U_{2\text{ном}}=5/\sqrt{3}$ кВ; Класс точности обмотки учета данного аппарата 0,2; класс точности обмотки для защиты 5ТРЕ63. Номинальная мощность 100 ВА.

Исходя из ПУЭ[20], трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. Для защиты от перенапряжений в сети генераторного напряжения 10,5 кВ, выбираем ОПН–П–10/10,5/10 УХЛ1 компании «АС ЭНЕРГИЯ», г. Королев [21].

Каталожные данные представлены в таблице 4.9. Измерительный трансформатор тока ТТЭО – 10 – 3 – 3000 – 0.2S – 5ТРЕ63 – УХЛ1 компании ЗАО "ПРОФОТЕК", г. Москва [22]. Каталожные данные представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТТЭО – 10 – 3 – 3000 – 0.2S – 5ТРЕ63 – УХЛ1

Условия	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{Граб}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{Граб}} = 2526 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} < i_{\text{эл.дин}}$	$i_{\text{уд}} = 63,34 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.дин}} = 80 \text{ кА}$
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	$S_2 = 20 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2\text{ном}} = 38 \text{ В} \cdot \text{А}$
$V_{\text{к.ном}} > V_{\text{к.расч}}$	$V_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 23,95^2 \cdot (0,09 + 0,01) =$ $= 57,36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$V_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Собственное время отключения и включения соответственно:
 $t_{\text{с.откл}} = 0,065 \text{ с}; t_{\text{в}} = 0,09 \text{ с}$. Время термической стойкости $t_{\text{T}} = 3 \text{ с}$.

4.8.4 Выбор анализатора сети. Выбор синхронизатора

Для проектируемой ГЭС был выбран анализатор компании ООО «АСУ–ВЭИ» [23], микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3. Синхронизатор предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега.

Так же выбран анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект» [24]. АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ. В таблице 4.10 представлены характеристики выбранных устройств.

Таблица 4.10 – Выбор синхронизатора и анализатора сети

Наименование прибора	Тип прибора	Класс точности	Потреб.мощность (В·А)
Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 110 кВ на отходящих линиях:			
Анализатор сети	АПКЭ - 1	0,5	8
Приборы, устанавливаемые в цепи статора:			
Анализатор сети	АПКЭ - 1	0,5	8
Приборы, устанавливаемые в цепи ротора:			
Анализатор сети	АПКЭ - 1	0,5	8
Синхронизатор	АС – М3	0,5	10

4.9 Схема собственных нужд

Схема собственных нужд (СН) выполнена на основе СТО Рус – Гидро «Гидроэлектростанции. Нормы Технологического Проектирования» [8]. Схема СН выполнена с двумя рабочими и обходной системой шин. Для электроснабжения СН ГЭС должно предусматриваться не менее трех независимых источников питания. Секции питаются от трех трансформаторов

собственных нужд ТСН1, ТСН2, ТСН3 типа ТСЗ-2500/10/0,4. Осуществляется взаимное резервирование, агрегатные собственные нужды для каждого генератора запитываются от агрегатных трансформаторов собственных нужд, а также осуществлено резервное питание от резервного трансформатора РТСН тип которого определяется в п.4.9.2, имеется дизель–генераторная установка для осуществления резервного питания особо ответственных потребителей.

4.9.1 Выбор дизель–генераторной установки

В качестве одного из резервных источников питания для Нарвской ГЭС принята дизель–генераторная установка АД-2500. Номинальная полная мощность 2500 кВА, номинальная активная мощность 3125 кВт. Номинальное напряжение 400 В. ДГУ произведена компанией ООО «ВегаСтройКом», г. Одинцово [25].

4.9.2 Выбор резервного трансформатора собственных нужд

В качестве резервного трансформатора СН принят ТМН–2500/35/0,4 с номинальным напряжением 35 кВ. РТСН будет питать собственные нужды Нарвская ГЭС от подстанции Нарва Главная (35 кВ). Произведен данный трансформатор компанией ООО «Трансформаторные подстанции» в г. Екатеринбург [26]. В таблице 4.11 представлены технические характеристики трансформатора ТМН–2500/35/0,4.

Таблица 4.11 – технические характеристики трансформатора ТМН–2500/35/0,4

S _{ном} , кВА	U, кВ		U _{кз} , %	I _{хх} , %	ΔP _х , Вт	ΔP _к , Вт	Полная масса, кг
	U _{вн} , кВ	U _{нн} , кВ					
2500	35	0,4	6,5	0,3	2,85	23,5	7800

5 Релейная защита и автоматика

5.1 Расчет номинальных токов

Номинальный первичный ток на генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{44000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2419 \text{ А}, \quad (5.1)$$

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

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

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{K_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{НГ}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{1 \cdot 2419}{3000/5} = 4,03 \text{ А}, \quad (5.2)$$

где $K_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы, равный единице для схемы соединения звезда;
 $K_{\text{ТТ НН}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на стороне генераторного напряжения.

Номинальный первичный ток на стороне высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 190,5 \text{ А}. \quad (5.3)$$

Номинальный вторичный ток высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ВН}}^{(1)}}{K_{\text{ТТ ВН}}} = \frac{190,5}{200/5} = 4,8 \text{ А}, \quad (5.4)$$

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

Выбор трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{НН}} = \frac{I_{\text{НОМ.РОТ}}^{(1)}}{1,2255} = \frac{1334}{1,2255} = 1088,54 \text{ А}, \quad (5.5)$$

Мощность трансформатора возбуждения:

$$S_{\text{ТЕ}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН.ТЕ}} \cdot I_{\text{НН.ТЕ}} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 1088,54 = 754,16 \text{ кВА}. \quad (5.6)$$

Принимается трансформатор мощностью 800кВА
Первичный ток трансформатора возбуждения на стороне 10,5 кВ:

$$I_{\text{ВН ТЕ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ СН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 43,99 \text{ А}, \quad (5.7)$$

где $S_{\text{НОМ СН}}$ – номинальная полная мощность трансформатора собственных нужд.

Вторичный ток трансформатора возбуждения:

$$I_{\text{ВН ТЕ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{K_{\text{ТТ ВН ТВ}}} = \frac{43,99}{50/5} = 4,40 \text{ А}. \quad (5.8)$$

$$I_{\text{ВН ТЕ,Р}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ РОТ}}^{(1)} \cdot U_{\text{НН ТВ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{1,2255 \cdot U_{\text{ВН ТВ}} \cdot K_{\text{ТТ ВН ТВ}}} = \frac{1334 \cdot 0,4 \cdot 1}{1,2255 \cdot 10,5 \cdot 50/5} = 4,14 \text{ А}. \quad (5.9)$$

5.2 Технические данные оборудования

Параметры гидрогенератора представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Наименование		Параметр
Тип		СВ – 695/155 – 40
мощность номинальная	полная, МВА	44
	Активная, МВт	35
номинальное напряжение, кВ		10,5
коэффициент мощности cos φ		0,80
Частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		150
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		1
номинальный ток статора, кА		2,420
ток ротора при номинальной нагрузке, кА		1,334
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		185
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X _d	1,000
	переходное X' _d	0,280
	сверхпереходное X'' _d	0,210
индуктивное сопротивление обратной последовательности X ₂		0,205
емкость обмотки статора, мкф/фаза		0,78

Параметры силового трансформатора и трансформатора собственных нужд представлены в таблицах 5.2 -5.3

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора ТД – 40000/110 – УХЛ1

Наименование	Параметр
Тип	ТД – 40000/110 – УХЛ1
мощность номинальная, МВА	40
номинальное напряжение ВН/НН, кВ	121/10,5
напряжение короткого замыкания, кВ	10,5
группа соединений	Y _n /D–11

Таблица 5.3 – Параметры трансформатора собственных нужд ГЭС

Наименование	Параметр
Тип	ТСЗ – 2500/10/0,4 УЗ
мощность номинальная, МВА	2,500
номинальное напряжение ВН/НН, кВ	10,5/0,4
напряжение короткого замыкания, кВ	6,0
группа соединений	D/Y _n –11

5.3 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с «Правилами устройства электроустановок» [20] согласно мощности генератора, принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ – 695/155 – 40 – 44 МВА:

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

Защиты силового трансформатора ТД40000/110 – УХЛ1:

- 1) Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- 2) Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- 3) Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю в сети 110 кВ ;
- 4) Резервная максимальная токовая защита;

5) Защита от замыканий на землю на стороне 10,5 кВ трансформатора блока;

6) Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;

7) Реле тока охлаждения трансформатора блока;

8) Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;

Защиты на трансформаторе собственных нужд ГЭС ТСЗ – 2500/10 УЗ:

1) Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;

2) Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;

3) Защита от перегрузки;

4) Реле тока охлаждения;

Защиты на секционном выключателе РУ 110кВ в соответствии с ПУЭ:

1) Защита от многофазных КЗ (двухступенчатая токовая защита);

2) Защита от замыканий на землю (трехступенчатая токовая защита нулевой последовательности).

Защиты на линии электропередачи 110кВ, основные и резервные:

Основная:

1) Дифференциально – фазная высокочастотная защита от всех видов короткого замыкания;

Резервные:

1) Защита от многофазных замыканий;

2) Защита от замыканий на землю;

3) Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) линии.

5.4 Описание защит и расчет их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (ПДГ)

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.

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,05 \cdot 2419 = 120,95 \text{ А}, \quad (5.10)$$

где $K_{ОДН} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформаторов тока;

I_H – номинальный ток генератора, А.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = K_{\text{Н}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.11)$$

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

Исходя из вышеуказанного условия (5.9) принимается уставка начального тока срабатывания:

$$I_{\text{ср.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 0,15 \cdot 2419 = 362,85 \text{ А.} \quad (5.12)$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.13)$$

где $K_{\text{АП}} = 2$ – коэффициент апериодической составляющей;

$f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформаторов тока;

$K_{\text{ОДН}} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$I_{\text{МАКС}}$ – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения вычисляемый как:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_{\text{Г}}''}{x_{\text{д}}''} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1,13}{0,21} \cdot 2419 = 13017 \text{ А,} \quad (5.14)$$

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

$x_{\text{д}}''$ – сверхпереходное сопротивление генератора, 0,21.

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.13):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 13017 = 1301,7 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.15)$$

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

I_{T} – ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Тогда по формуле (5.15):

$$K_T > \frac{1301,7 \cdot 2}{13017},$$

$$K_T > 0,2.$$

Исходя из условия (5.15): $K_T = 0,3$.

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

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

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

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

Типовое значение уставки: $V = 1,5 I_H$ (при этом условие выполняется).

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

Характеристика срабатывания диф.защиты генератора

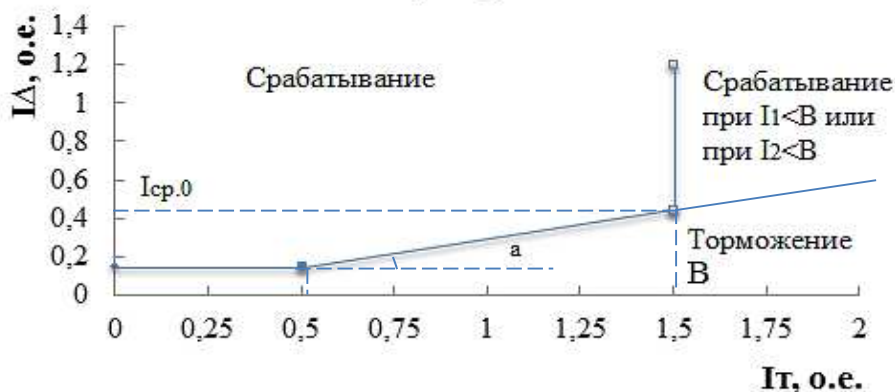


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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))

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов; U_0 включается на напряжение нулевой последовательности $3U_0$ ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания органа основной гармонике выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ($U_{0 \text{эл.ст.}}$) при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчет $U_{0 \text{эл.ст.}}$ выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора, представлена на рисунке 5.2.

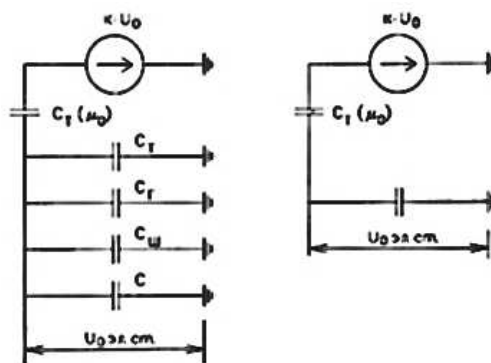


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} = 0,0073 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,9653 \text{ мкФ}, \quad (5.18)$$

где C_G – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
 C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 $C_{\text{Ш}}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;

C – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;
 C – емкость генераторного выключателя со стороны генератора.

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma}, \quad (5.19)$$

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

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,01 \text{ мкФ}$;

U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора, которое находится по формуле (5.20):

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{121}{\sqrt{3}} = 23,29 \text{ кВ}. \quad (5.20)$$

Суммарный емкостной ток сети 10,5 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 0,9653 \cdot 10^{-6} = 5,51 \text{ А}. \quad (5.21)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 110 кВ по формуле (5.19):

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 23,29 \cdot \frac{0,010}{0,010 + 0,9653} = 0,119 \text{ кВ}.$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СП}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}, \quad (5.22)$$

где $K_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности;
 $K_{\text{В}}$ – коэффициент возврата;
 $n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.
 Тогда по формуле (5.22):

$$U_{\text{СП}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 119}{10,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \left(\frac{0,1}{3}\right)};$$

$$U_{CP} \geq 3,1 \text{ В.}$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;

n_{TH} – коэффициент трансформации трансформатора напряжения;

$K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

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

2) Второй орган 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 зависит от K_T :

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

При $K_T = 1,1$ орган U_{03} работает селективно и защищает 32,3 % 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 ($U1 >$), ($U2 >$)

1) Уставка защиты $U2 >$:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В,} \quad (5.24)$$

где U_H – номинальное напряжение Н;

n_{TH} – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U1 >$ с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U1 >$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка $U1 >$:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.25)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 110 кВ, принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_H$. Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

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

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

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

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

Допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 характеризуется выражением:

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

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H = 0,07 \cdot 2419 = 169,33 \text{ А.} \quad (5.28)$$

Уставка сигнального органа: $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$.

2) Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по

условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}} = 700$ с.

Из формулы (5.27) выведено:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21. \quad (5.29)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,20} = 0,18, \quad (5.30)$$

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

Тогда принимается уставку:

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,18 \cdot I_H. \quad (5.31)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,18$ по формуле (5.27):

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{30}{0,18^2} \approx 926 \text{ с.}$$

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

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

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

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

Таблица 5.4 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	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.

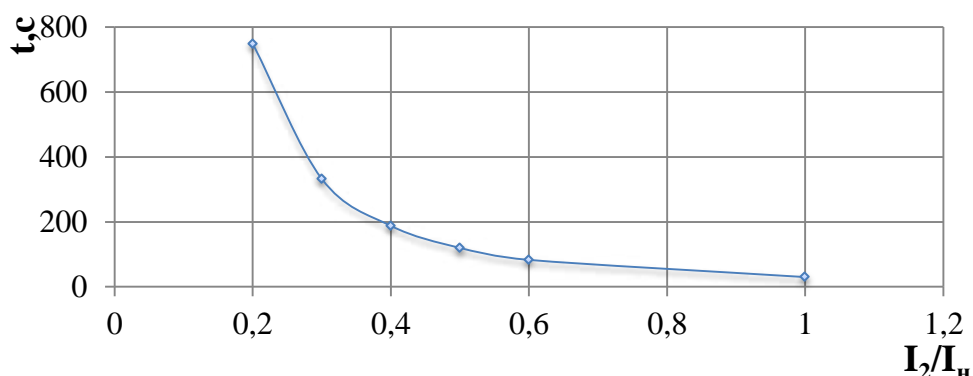


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа, время срабатывания принимаем: $t_{мин} = 30$ с, $t_{макс} = 750$ 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» ($I_{охл}$) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{охл} = 100$ с).

4) Орган токовой отсечки (I_{20TC}) 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:

$$x_{dВН}'' = x_d'' \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}}\right)^2 = 0,21 \cdot \left(\frac{121}{10,5}\right)^2 = 27,89 \text{ о. е.}, \quad (5.34)$$

где $x_{dВН}''$ – сверхпереходное сопротивление генератора, приведенное к высшей стороне напряжения.

$$x'_л = x_{0,уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\phi,ном}^2} = 0,444 \cdot 12,1 \cdot \frac{44}{121^2} = 0,016 \text{ о. е.} \quad (5.35)$$

$$I^{(2)}_{КА1} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{E_{\Sigma}}{2(x_{dВН}'' + x_{Т'} + x'_л)}, \quad (5.36)$$

где $x_{Т'}$ – сопротивление трансформатора в относительных единицах;
 $x'_л$ – сопротивление линии в относительных единицах;
 $x_{dВН}''$ – сверхпереходное сопротивление генератора на стороне высшего напряжения.

По формуле (5.36):

$$I^{(2)}_{КА1} = \frac{1}{2(27,89 + 0,10 + 0,016)} = 0,0179 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2С.3.*}^{(2)} = 2 \cdot I^{(2)}_{КА1} \cdot k_{Т1} = 2 \cdot 0,0179 \cdot \left(\frac{121}{10,5}\right) = 0,41 \text{ о. е.} \quad (5.37)$$

При двухфазном коротком замыкании в конце линии:

$$I_{2С.3} \leq \frac{I_{2С.3}^*}{K_{\psi}} = \frac{0,41}{1,2} = 0,34 \text{ о. е.} \quad (5.38)$$

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

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение секционных выключателей, 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей 10,5 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок

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

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

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.39)$$

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

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

Выдержка времени $t = 9$ с.

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

$$I_{\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.40)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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

Кратность перегрузки $I/I_{\text{Н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	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.

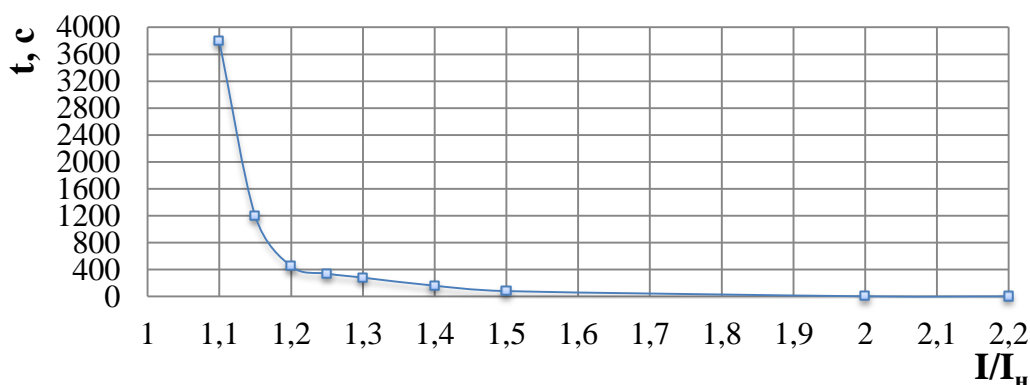


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.41)$$

где 1,5 – для генераторов мощностью < 100 МВт.

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_T <$. Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 105} = 66 \text{ В.} \quad (5.42)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение секционных выключателей, 8,5 с на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей 10,5 кВ 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 110 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 110 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 110 кВ Нарвская ГЭС – ПС Нарва:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 13,94 + \frac{0,8}{5} \cdot 7,41 = 12,34 \text{ Ом}, \quad (5.43)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны, $K_T = 3$;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 110 кВ, по формуле (5.44):

$$Z_T = Z'_T \cdot \left(\frac{U_{BH}}{U_{HH}} \right)^2 = 0,105 \cdot \left(\frac{121}{10,5} \right)^2 = 13,94 \text{ Ом.} \quad (5.44)$$

$Z'_{1Л}$ – сопротивление линии, по формуле (5.45):

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_L^2 + r_L^2} = \sqrt{5,37^2 + 5,11^2} = 7,41 \text{ о.е.} \quad (5.45)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,105 \cdot \frac{44}{50} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{44}{121^2} \cdot 7,41 = 0,077 \text{ о.е.} \quad (5.46)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,077 \cdot 2,51 = 0,193 \text{ Ом,} \quad (5.47)$$

где Z_6 – базисное полное сопротивление, по формуле (5.48):

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{10,5^2}{44} = 2,51 \text{ Ом.} \quad (5.48)$$

Уставка срабатывания защиты:

$$Z_{1сз} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,193 \cdot \frac{\frac{3000}{5}}{\frac{10,5}{0,1}} = 1,10 \text{ Ом.} \quad (5.49)$$

Принимается уставка $Z_1 = 1,10$ Ом.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{НАГР} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot I_{НАГР}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2419} = 2,51 \text{ Ом,} \quad (5.50)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1334}{741} - 0,95}{1,00} = 2,65, \quad (5.51)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.52)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,34. \quad (5.53)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.}\Phi} = 70,12^{\circ}$.

Сопротивление срабатывания защиты в относительных единицах:

$$Z_{\text{СЗ2}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\Phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.} \quad (5.54)$$

Сопротивление срабатывания защиты в Омах:

$$Z_{\text{СЗ2}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{44} = 0,88 \text{ Ом.} \quad (5.55)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{\text{СЗ2}} = \frac{Z_{\text{С.З.И}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,88 \cdot 3000/5}{10500/100} = 5,03 \text{ Ом.} \quad (5.56)$$

Принимается уставка $Z_2 = 5,03 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения в омах: $Z_{CM1} = 0,132 \text{ Ом}$, $Z_{CM2} = 0,604 \text{ Ом}$.

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий. Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с – на отключение блочных выключателей 110 кВ и выключателей 10,5 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей. Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5:

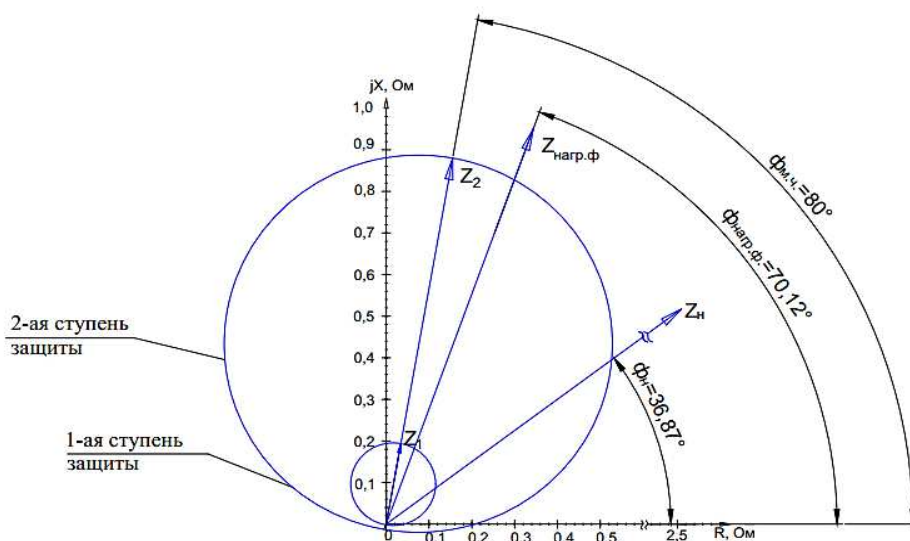


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.57)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,08 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.58)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей. В таблице 5.6 представлена перегрузочная способность обмотки ротора .

Таблица 5.6 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $I/I_{н}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	длит.	250	180	160	120	90	72	45	20

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

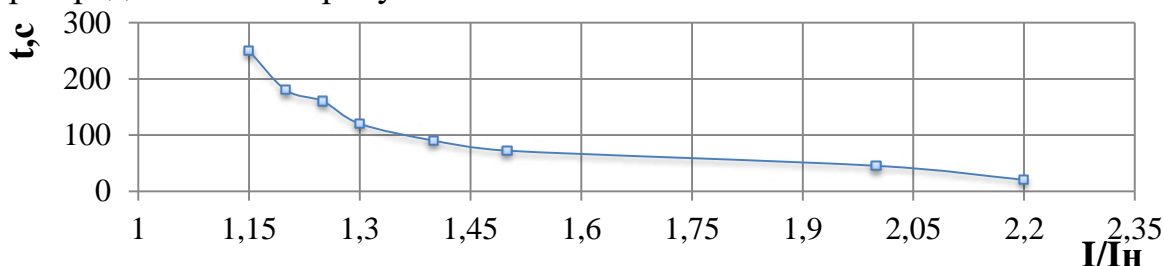


Рисунок 5.6– Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ пуск.}} = \frac{2,35 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 2,398 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.59)$$

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

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Для защиты блока генератор-трансформатор принимается к установке микропроцессорные шкафы релейной защиты и автоматики производства ООО НПП «ЭКРА»[20]. Тип шкафа ШЭ1113 предназначен для комплексной защиты блоков генератор – трансформатор, в том числе и работающих на сборные шины генераторного напряжения, трансформаторов и блоков генератор–трансформатор малой, средней и большой мощности.

5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит и матрица отключений представлены в Приложении В (таблицы В.1–В.2).

6 Компонровка и сооружения гидроузла

6.1 Выбор класса гидротехнического сооружения

Согласно Постановлению правительства РФ от 2 ноября 2013 года N 986 «О классификации гидротехнических сооружений», «Критерии классификации гидротехнических сооружений» [27] класс сооружения по высоте IV класс, по установленной мощности – III класс. По числу людей, условия, жизнедеятельности которых, могут быть нарушены при аварии гидротехнического сооружения – III класс, так как ниже по течению реки Нарва, от створа водосливной плотины до района строительства ГЭС находится г. Ивангород (1625 человек) [28], что входит в диапазон до 2000 человек.

По наибольшему классу ответственности, данное гидротехническое сооружение относится к III классу.

6.2 Определение отметки гребня глухой грунтовой плотины

Отметка гребня грунтовой плотины принимается наибольшая из отметок, вычисленных по формулам:

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

где h_s – превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе по формуле (6.2):

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.2)$$

где $h_{1\%}$ – высота наката волн на напорную грань расчетной обеспеченностью 1%;

Δh_{set} – высота ветрового нагона, находится по формуле (6.3);

a – запас, принимается для III класса сооружения 0,5 м.

Элементы ветровых волн и высота ветрового нагона определяются согласно [29]. Высота ветрового нагона определяется по следующей формуле:

$$\Delta h_{set} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha, \quad (6.3)$$

где V – расчетная скорость ветра [30], равная 15 м/с ;

L – длина разгона волны, в нашем случае 930 м;

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

d – средняя глубина водохранилища перед плотинной, по формуле (6.5);

k_w – коэффициент, принимаемый в зависимости от расчетной скорости ветра [31], равный:

$$k_w = 3(1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7} = 3(1 + 0,3 \cdot 15) = 1,65 \cdot 10^{-6}. \quad (6.4)$$

Условная расчетная глубина при НПУ:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{27 - 17}{2} = 5,0 \text{ м}. \quad (6.5)$$

Высота ветрового нагона при нормальном подпорном уровне (НПУ) по формуле (6.3):

$$\Delta h_{\text{сет}} = 1,65 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{15^2 \cdot 930}{9,81 \cdot 5,0} = 0,007 \text{ м}.$$

Высота волны 1% обеспеченности для основного и поверочного случаев.
Безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 930}{15^2} = 40,55, \quad (6.6)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{15} = 14126, \quad (6.7)$$

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

Далее по графику [30] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$) и значениям $\frac{g \cdot t}{V_w}$ и $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$ определяются параметры $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w}$. Полученные данные:

$$1 \text{ случай: } \frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,013; \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 1,38;$$

$$2 \text{ случай: } \frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,082; \frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 4,10;$$

Принимаются наименьшие значения: $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,013$ и $\frac{g \cdot \bar{T}}{V_w} = 1,38$.

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,014 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,013 \cdot 15^2}{9,81} = 0,30 \text{ м}; \quad (6.8)$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,5 \cdot V_w}{g} = \frac{1,38 \cdot 15}{9,81} = 2,11 \text{ с.} \quad (6.9)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{\bar{T}^2 \cdot g}{2 \cdot \pi} = \frac{2,11^2 \cdot 9,81}{2 \cdot 3,14} = 6,96 \text{ м.} \quad (6.10)$$

Проверка выполнения условия:

$$d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d; \quad (6.11)$$

$$5 > 3,48.$$

Условие глубоководности выполняется.

Высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i = 0,30 \cdot 2,1 = 0,63 \text{ м,} \quad (6.12)$$

где k_i – коэффициент, определяемый по графику [30] в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$, равен 2,1.

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,26 \cdot 2,4 \cdot 0,63 = 1,72 \text{ м,} \quad (6.13)$$

где $k_r = 1$ и $k_p = 0,9$ – коэффициент шероховатости и проницаемости откоса, принимаемый СП [30, табл.6],

$k_{sp} = 1,26$ – коэффициент принимаемый по СП [30,табл.7]

$k_{run} = 2,4$ – коэффициент, принимаемый по графикам [30, рис.10] в зависимости от пологости волны $\left(\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}} = \frac{6,96}{0,63} = 11\right)$.

Превышение гребня плотины над расчетным уровнем по формуле (6.2):

$$h_s = 1,72 + 0,007 + 0,5 = 2,23 \text{ м.}$$

Таким образом, отметка гребня грунтовой плотины по формуле (6.1):

$$\nabla_{ГГП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 27 + 2,23 = 29,2 \text{ м.}$$

6.2 Определение отметки бетонной плотины

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находят по формуле:

$$\begin{aligned} \nabla_{\text{ГБП}} &= \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 27 + 0,63 + 0,007 + 0,4 = \\ &= 28,0 \text{ м}, \end{aligned} \quad (6.14)$$

где a – величина запаса, зависящая от класса сооружения, в данном случае III – 0,4 м.

6.3 Гидравлические расчеты

6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Расчётный максимальный расход для третьего класса сооружения расхода 3% обеспеченности, для поверочного – 0,5% обеспеченности.

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$\begin{aligned} Q_p &= Q_{\text{осн.мах}3\%} - (n - 1) \cdot Q_{\text{га}} = 1591 - (4 - 1) \cdot 171 = \\ &= 1078 \text{ м}^3/\text{с}, \end{aligned} \quad (6.15)$$

где $Q_{\text{осн.мах}}$ – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем для ГТС III класса;

$Q_{\text{га}}$ – расход через один гидроагрегат;

n – количество агрегатов.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{1078}{57,19} = 18,85 \approx 19 \text{ м}, \quad (6.16)$$

где q_b – удельный расход на водосливе по формуле (6.17):

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 45,75 = 57,19 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.17)$$

где q_p – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 5 \cdot 9,15 = 45,75 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.18)$$

где $[v_h] = 5 \text{ м/с}$ – не размывающая скорость для скалы.

$h_{\text{НБ}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{дна}} = 26,15 - 17 = 9,15$ глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla_{\text{УНБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{осн.р.}} 3\%$ (см.п.1.2, таблица 1.4).

Ширина водосливного фронта B должна соответствовать стандартному ряду, поэтому полученное значение округляется в большую сторону.

$$B = n \cdot b = 3 \cdot 9 = 27 \text{ м}, \quad (6.19)$$

где n – число пролётов;
 b – стандартная ширина пролёта [33, с.92], принимается 9 м.

6.3.2 Определение отметки гребня водослива

Полный напор на водосливе без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{1078}{0,49 \cdot 27 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 6,97 \text{ м}, \quad (6.20)$$

где $m = 0,49$ – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля [34].
 B – принимается только для водосливного фронта без быков.

Напор с учетом сжатия и подтопления:

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

где $\sigma_n = 1$ – коэффициент подтопления [34];
 ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяем по формуле (6.22):

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon_y \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{6,97}{9} = 0,9, \quad (6.22)$$

где ε_y – коэффициент формы береговых устоев, равен 0,7 [34];
 b – ширина пролёта, м.

По формуле 6.21 напор на водосливе с учетом сжатия и подтопления:

$$H_{02} = \left(\frac{1078}{0,49 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 27 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 7,5 \text{ м}.$$

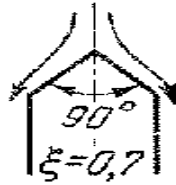


Рисунок 6.1 – форма береговых устоев

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 7,5 - \frac{1,1 \cdot 3,5^2}{2 \cdot 9,81} = 6,8 \text{ м}, \quad (6.23)$$

где α – коэффициент Кориолиса в расчетах принимается $\alpha = 1,1$;
 v_0 – скорость потока на подходе к плотине, определяемая по формуле (6.24):

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n - 1)\delta_B)}, \quad (6.24)$$

Скорость потока на подходе к плотине по формуле (6.24):

$$v_0 = \frac{1078}{(27 - 17) \cdot (27 + (3 - 1) \cdot 2)} = 3,5,$$

где δ_B – толщина неразрезного быка [33, с.230], равная:

$$\delta_B = (0,2 - 0,25)b = 0,22 \cdot 9 = 1,98 \approx 2 \text{ м}. \quad (6.25)$$

Ближайшее стандартное значение напора на гребне водослива $H_{\text{ст}} = 7,0$ м [33].

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 27 - 7,0 = 20 \text{ м}. \quad (6.26)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 20 + 1,6 \cdot 7,0 = 31,2 \text{ м}. \quad (6.27)$$

Устанавливается проектная отметка напорного фронта, а именно наибольшая по значению между отметкой гребня глухой плотины $\nabla_{\text{ГГП}} = 29,2$ м, гребня бетонной плотины $\nabla_{\text{ГБП}} = 28,0$ м и отметкой гребня быка

$\nabla ГБ = 31,2$ м. За отметку гребня сооружений напорного фронта принимается: отметка быка, которая составит: $\nabla ГБ = 31,2$ м.

6.3.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1207}{0,49 \cdot 27 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,5 \text{ м}, \quad (6.28)$$

где $Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{р.пов.мах}} - nQ_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{с}} = 1891 - 4 \cdot 171 - 0 = 1207$ м;

$Q_{\text{р.пов.мах}} = Q_{\text{мах.0,5\%}} = 1891 \text{ м}^3/\text{с}$ – расчетный максимальный расход для поверочного расчетного случая для ГТС III класса;

$Q_{\text{с}} = 0 \text{ м}^3/\text{с}$ – расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы, рыбопропускные сооружения;

B – сумма всех пролетов.

Напор над гребнем водослива с учетом сжатия и подтопления:

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m\sigma_{\text{сж}}\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{1207}{0,49 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 27 \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = 8,1 \text{ м}, \quad (6.29)$$

где $\sigma_{\text{сж}}$ – коэффициент сжатия, находящийся по следующей формуле:

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01\text{пов}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{7,5}{9} = 0,9. \quad (6.30)$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha v_{0\text{пов}}^2}{2g} = 8,1 - \frac{1,1 \cdot 3,8^2}{2 \cdot 9,81} = 7,3 \text{ м}, \quad (6.31)$$

где $v_{0\text{пов}}$ – скорость потока на подходе к плотине для поверочного случая, по формуле (6.32):

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

Скорость потока на подходе к плотине для поверочного случая по формуле (6.32):

$$v_{\text{пов}} = \frac{1207}{(27,3 - 17) \cdot (27 + (3 - 1) \cdot 2)} = 3,8 \text{ м/с.}$$

Определяется расчетная отметка форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 20 + 7,3 = 27,3 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Расчётная отметка $\nabla\text{ФПУ}_p = 27,3$ м оказалась равна заданной $\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ФПУ} = 27,3$ м, следовательно, принимаем исходную отметку $\nabla\text{ФПУ} = 27,3$ метр, которая достаточна для пропуска паводка.

6.3.4 Построение профиля водосливной грани

Очертание оголовка без вакуумного водослива строится по координатам Кригера–Офицерова с оголовком типа А [35, с.19], перемножаются на $H_{\text{ст}} = 7$ м. Вычисленные координаты для построения оголовка профиля А представлены в таблице 6.1, а сам оголовок представлен на рисунке 6.2.

Таблица 6.1 – Вычисленные координаты для построения оголовка профиля

№ точки	x	y	x · H _{ст}	y · H _{ст}
1	0	0,126	0	0,882
2	0,1	0,036	0,7	0,252
3	0,2	0,007	1,4	0,049
4	0,3	0	2,1	0
5	0,4	0,006	2,8	0,042
6	0,5	0,027	3,5	0,189
7	0,6	0,06	4,2	0,42
8	0,7	0,1	4,9	0,7
9	0,8	0,146	5,6	1,022
10	0,9	0,198	6,3	1,386
11	1	0,256	7	1,792
12	1,1	0,321	7,7	2,247
13	1,2	0,394	8,4	2,758
14	1,3	0,475	9,1	3,325
15	1,4	0,564	9,8	3,948
16	1,5	0,661	10,5	4,627
17	1,6	0,764	11,2	5,348
18	1,7	0,873	11,9	6,111
19	1,8	0,987	12,6	6,909
20	1,9	1,108	13,3	7,756

Оголовок водосливной плотины представлен на рисунке 6.2:

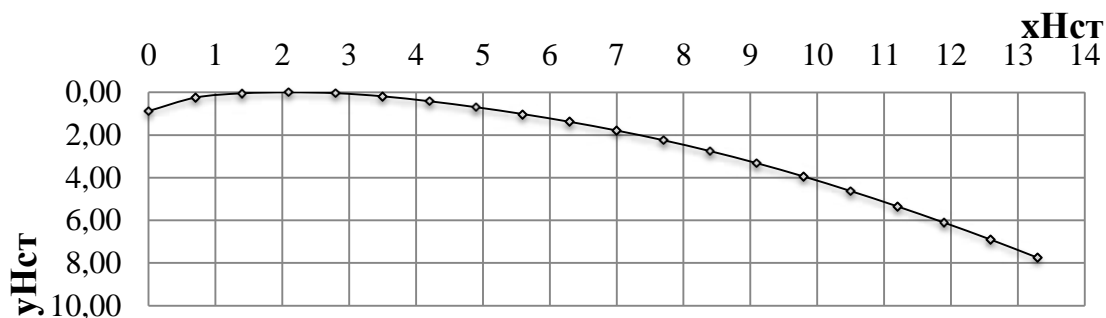


Рисунок 6.2 – Очертание оголовка построенного по координатам Кригера–Офицера

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя выполняется по дуге радиусом $R = 5$ м.

Величина этого радиуса вычисляется по формуле:

$$R = (0,2 \div 0,5) \cdot (H_{\text{ст}} + C_{\text{в}}) = 0,5 \cdot (7 + 3) = 5 \text{ м}, \quad (6.34)$$

где $H_{\text{ст}}$ – напор на гребне водослива;

$C_{\text{в}}$ – высота водосливной плотины по формуле (6.35):

$$C_{\text{в}} = \nabla_{\text{ГВ}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 20 - 17 = 3 \text{ м}. \quad (6.35)$$

6.3.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Необходимо определить тип гидравлического прыжка за водосливом.

Определяем критическую глубину:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{\text{р}}^2}{(B + \sum(n) \cdot \delta_{\text{б}})^2 g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 1078^2}{(27 + 6)^2 \cdot 9,81}} = 5,0 \text{ м}, \quad (6.36)$$

где α – коэффициент Кориолиса, $\alpha = 1,1$ м;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина быка, $\delta_{\text{б}} = 2$ м.

Полна удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}} = 27 - 17 = 10,0 \text{ м}. \quad (6.37)$$

Удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{10}{5,0} = 2,00 \text{ м}. \quad (6.38)$$

По графику М.Д. Чертоусова [34,рис.9.55] определяем глубину h_c в сжатом сечении и глубину h_c'' – второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяю $\xi_c = 0,82$ и $\xi_c'' = 0,45$.

Первая и вторая сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,62 \cdot 5,1 = 3,2 \text{ м.} \quad (6.39)$$

$$h''_c = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 1,15 \cdot 5,1 = 5,9 \text{ м.} \quad (6.40)$$

Глубина в НБ $h_{НБ} = 9,15$ м, следовательно, прыжок затопленный, ($h_c'' < h_{НБ}$). Проектирование сопряжения бьефов осуществляется по типу затопленного прыжка.

6.4 Конструирование бетонной плотины

6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Так как основание скальное, то найденное значение B_n лежит в пределах:

$$B_n = (0,7 \div 0,8)h = (8,4 \div 9,6), \quad (6.41)$$

где h – высота водосливной плотины, по формуле 6.42:

$$h = \text{НПУ} - \text{под} = 27 - 15 = 12 \text{ м.} \quad (6.42)$$

Принимается ширина подошвы $B_n = 9,0$ м.

6.4.2 Разрезка плотины швами

В данной работе бетонная водосливная плотина разрезана швами по осям быков, т.е. ширина одной секции между швами равна:

$$B_{бс} = b + \delta = 9 + 2 = 11 \text{ м,} \quad (6.43)$$

где b – ширина пролета водосливной плотины;

δ – толщина быка.

Разрезку плотины сквозными температурно-осадочными швами проведём по быку, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков перекосов затворов. Температурные швы для плотины на скальном основании принимаем шириной 0,8 см на расстоянии 4 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,2 см. Ширина постоянных швов должна быть такой, чтобы при деформациях исключался навал одной секции на другую. Обычно ширина швов

ступенчатая, поэтому примем: у подошвы – 2 см, у верха фундаментной плиты – 4 см, выше фундаментной плиты – 5 см.

6.4.3 Быки

Быки служат опорами для затворов, мостов (служебных и транзитных) и стационарных подъемных механизмов.

Оголовок быка принимается – обтекаемым, для плавного обеспечения входа воды в водосбросное отверстие с минимальным сжатием потока. На водосливе быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов. Кроме того, быки будут выдвинуты в верхний бьеф для установки крана, организации площадки хранения ремонтных затворов и создания служебного проезда.

Поскольку стандартная ширина пролета $b = 9$ м, то толщина быка определяется по следующему условию:

$$d > (0,2 - 0,25)b \rightarrow d > 0,22 \cdot 9 \rightarrow d > 1,8 \text{ м.} \quad (6.44)$$

Примем бык толщиной $d = 2$ м.

Толщину пазового перешейка быка назначается из предела $d_0 = (0,8 \div 1,5)$, $d_0 = 1,0$ м.

Затвор представляет собой металлическую несущую конструкцию, покрытую с верховой стороны водонепроницаемой обшивкой, выполненной из листовой стали. Ширина паза рабочего затвора составит 1 м. Ширина паза ремонтного затвора будет равна 0,5 м, глубина паза ремонтного затвора – 0,5 м. Ремонтный затвор размещается на расстоянии 1 м. от рабочего затвора, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ.

6.4.4 Устой

Для проектируемой ГЭС, назначаются два вида устоев: отдельный и сопрягающий.

Отдельный устой располагается между ледосбросом и зданием ГЭС, служит для разделения потоков воды, идущих через гидроагрегаты гидроэлектростанции и ледосброс. Отдельный устой является опорой для плоских затворов водосливной плотины. Сопрягающие устои, находящиеся ближе к левому и правому берегу, предназначены для защиты левобережной и правобережной грунтовой плотины, примыкающей к водосливу, от размыва водой, проходящей через водослив.

6.4.5 Ширина плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает, пешеходную дорожку и место для козлового крана. Ширина пешеходной дорожки равна 1,0 м, ширина путей козлового крана 8 м. Безопасное расстояние между козловым краном и автодорогой принимается 1 м. Расстояние между путями козлового крана и верховой гранью быка принимается 1 м. Таким образом, ширина плотины по гребню равна 11 м.

6.5 Конструирование отдельных элементов подземного контура

6.5.1 Цементационная завеса

Обычно в основании из скальных грунтов применяют устройство противофильтрационной завесы. Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы назначается:

$$l_3 = (0,05 \div 0,1)B_n = 0,1 \cdot 9 = 0,9 \text{ м}, \quad (6.45)$$

где B_n – ширина подошвы плотины.

Так как эта длина не целесообразна, принимается $l_3 = 2,63$ м.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8)H_{\text{max}} = 0,5 \cdot 7,75 = 3,88 \text{ м}, \quad (6.46)$$

где $H_{\text{max}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{\text{min}} = 27 - 19,25 = 7,75$ м.

Толщина цементной завесы в верхнем сечении:

$$\delta_3 > \frac{\Delta H_3 \gamma_n}{J_{\text{cr.m}}}, \quad (6.47)$$

где $\Delta H_3 = H_d - H_{as} = 7,75 - 2,33 = 5,42$ – потери напора на завесе;

$J_{\text{cr.m}} = 15$ критический градиент для завесы [35];

$\gamma_n = 1,1$ коэффициент надёжности [33, с.135].

Тогда толщина цементной завесы по формуле (6.47):

$$\delta_3 > \frac{5,42 \cdot 1,1}{15} > 0,4 \text{ м}.$$

6.5.2 Дренаж тела бетонной плотины

Назначается дренаж под всей площадью водобоя и рисбермы.

Под всей площадью подошвы плотины и рисбермы устраивается вертикальный дренаж в виде разгрузочной скважины диаметром 0,2 м с выводом фильтрационных вод в нижний бьеф. Расстояние между осями дрен – 2 м.

6.6 Конструктивные элементы нижнего бьефа

6.6.1 Водобой

Для защиты грунтов основания от размыва потоком, сбрасываемым через водосливную плотину, устраиваем водобой и рисберму на скальном основании.

Длина водобоя:

$$l_b = (0,8 \div 1)l_{пр} = 0,8 \cdot 20 = 16 \text{ м}, \quad (6.48)$$

где $l_{пр}$ – длина гидравлического прыжка, вычисляется по формуле (6.49):

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9h_c'' - h_c') = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 5,9 - 3,2) = 20 \text{ м}. \quad (6.49)$$

Толщина водобоя определяется расчетом из условия устойчивости плиты против опрокидывания и сдвига по формуле Домбровского:

$$\delta_{в.пл.} = 0,15v_c\sqrt{h_c'} = 0,15 \cdot 11,6 \cdot \sqrt{3,2} = 3,1 \text{ м}, \quad (6.50)$$

где v_c – скорость в сжатом сечении, по формуле (6.51):

$$v_c = \frac{Q_p}{(B + \Sigma\delta_6) \cdot h_c'} = \frac{1078}{(27 + 2) \cdot 3,2} = 11,6 \text{ м/с}. \quad (6.51)$$

Создание водобойной плиты толщиной 3,1 м нецелесообразно, следовательно, принимается толщина водобоя $\delta_{в.пл.} = 1 \text{ м}$, при условии закрепления плиты в скальном грунте анкерами.

6.6.2 Рисберма

Рисберма – участок за водобоем, предназначенный для успокоения и рассеяния потока.

Толщина плиты первой рисбермы равна толщине водобоя, то есть – 1 м, толщина второй плиты рисбермы – 0,75 м, третьей равна половине толщины водобоя, – 0,5 м. Длина каждой плиты рисбермы 5 м.

6.6.3 Фильтрационный расчет подземного контура

Фильтрационный расчёт проводится с целью обоснования состава элементов подземного контура, их размеров и очертания, и определением фильтрационного давления. Подземный контур плотины на скальном основании будет состоять только из цементационной завесы, без дренажа.

В соответствии со СП [35, таблица 5, черт. 7] отношение $\frac{H_{ас}}{H_d}$ для плотин III –го класса равно 0,3.

Напор на сооружение равен:

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{min}} = 27 - 19,25 = 7,75 \text{ м.} \quad (6.52)$$

Тогда напор, действующий на цементационную завесу, равен:

$$H_{ас} = 0,3 \cdot H_d = 0,3 \cdot 7,75 = 2,33 \text{ м.} \quad (6.53)$$

Фильтрационное давление:

$$W_{\phi} = \rho_w \cdot g \cdot S_{эп} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 20,75 = 203,56 \text{ кН/м.} \quad (6.54)$$

6.7 Статические расчеты плотины

6.7.1 Определение основных нагрузок на плотину

Расчетный случай – нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе равном 27 м и минимальном уровне нижнего бьефа равном 19,25 м (при пропуске расхода по санитарному попуску $Q_{сан} = 50 \text{ м}^3$).

6.7.2 Вес сооружения и затворов

Вес одного погонного метра водосливной части плотины без учёта зубьев определяется по формуле (6.55):

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_b}{b + \delta_b} = \frac{33,18 \cdot 9 \cdot 9,81 \cdot 2400}{9 + 2} = 639,23 \text{ кН/м,} \quad (6.55)$$

где $S_{пл}$ – площадь плотины, вычисленная в ПК «AutoCAD»;

b – ширина пролета водосливной плотины, 9 м;

ρ_b – плотность бетона;

δ_b – толщина быка.

Вес одного погонного метра быка:

$$G_b = \frac{S_b \cdot \delta_b \cdot g \cdot \rho_b}{b + \delta_b} = \frac{213,46 \cdot 2 \cdot 9,81 \cdot 2400}{9 + 2} = 913,76 \text{ кН/м.} \quad (6.56)$$

Площадь затвора:

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (27,3 - 20 + 0,5) \cdot 9 = 70,2 \text{ м}, \quad (6.57)$$

где b – ширина пролета, 9 м.

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 70,2 \cdot \sqrt{70,2} \cdot 9,81 = 317,35 \text{ кН}, \quad (6.58)$$

где f – площадь затвора вычисленная по формуле (6.57).

Вес затвора приводим к 1 п. м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{317,35}{9 + 2} = 28,85 \text{ кН/м}, \quad (6.59)$$

где Q_3 – вес плоского затвора (формула 8.4);

b – ширина пролета водосливной плотины, 9 м;

δ_6 – толщина быка, 2 м.

6.7.3 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 12^2}{2} = 706,32 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.60)$$

где ρ_w – плотность воды;

h_1 – высота давления воды со стороны ВБ по формуле (6.61):

$$h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под} = 27 - 15 = 12 \text{ м}. \quad (6.61)$$

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 4,25^2}{2} = 88,6 \text{ кН/м}, \quad (6.62)$$

где h_2 – высота давления воды со стороны НБ по формуле (6.63):

$$h_2 = \nabla\text{УНБ}_{\min} - \nabla\text{под} = 19,25 - 15,0 = 4,25 \text{ м}. \quad (6.63)$$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления со стороны нижнего бьефа:

$$W_H = W_{\text{пр}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^H = 1000 \cdot 9,81 \cdot 6,914 = 67,82 \text{ кН/м}, \quad (6.64)$$

где $S_{\text{ЭП}}^H$ – площадь поперечного сечения тела давления, вычисленная в ПК «AutoCAD».

6.7.4 Сила взвешивающего давления

Высота эпюры взвешивающего давления:

$$h_{\text{вз}} = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = 19,25 - 15 = 4,25 \text{ м}. \quad (6.65)$$

Сила взвешивающего давления:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\text{взв}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 38,25 = 375,23 \text{ кН/м}. \quad (6.66)$$

где $S_{\text{ЭП}}^{\text{взв}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления, вычисленная в ПК «AutoCAD».

6.7.5 Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления, действующая только на плотину:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^{\text{взв}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 38,25 = 375,23 \text{ кН/м}, \quad (6.67)$$

где $S_{\text{ЭП}}$ – площадь эпюры под плотиной.

6.7.6 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$\begin{aligned} p_H &= \gamma_H^{\text{взв}} \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 9 \cdot 1,0 \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{22}{2} \right) = \\ &= 4,10 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.68)$$

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

$\varphi_H = 22^\circ$ – угол внутреннего трения наносов;

$h_H = 1,19 \text{ м}$ – толщина слоя наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = \frac{\rho_H \cdot h_H}{2} = \frac{4,10 \cdot 1}{2} = 2,05 \text{ кН/м.} \quad (6.69)$$

В верхней части ордината эпюры будет равняться ординате давления наносов:

$$p'_{гр} = \gamma_H h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 9 \cdot 1,0 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{39}{2} \right) = 2,05 \text{ кН/м}^2. \quad (6.70)$$

Давление в точке на нижней границе слоя грунта, где действуют и вес наносов, и вес грунта:

$$p''_{гр} = (\gamma_H h_H + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) = 8,65 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.71)$$

где $h_{гр}$ – толщина грунта, 2 м;

$\gamma_{гр}^{взв}$ – взвешенный удельный вес грунта второго слоя в сухом состоянии, по формуле (6.74):

$$\gamma_{гр}^{взв} = \gamma_{гр}^{сух} - \gamma_w \cdot (1 - n_0) = 22 - 10 \cdot (1 - 0,25) = 14,5 \text{ кН/м}^3, \quad (6.72)$$

где $\gamma_{гр}^{сух} = 22 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес грунта второго слоя (сухой);

n – пористость для диоритов, равная $n = 0,27$.
Равнодействующая активного давления грунта на 1 п. м. длины плотины:

$$E_{ав} = \frac{p'_{гр} + p''_{гр}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{2,05 + 8,65}{2} \cdot 2 = 10,7 \text{ кН/м.} \quad (6.73)$$

6.7.7 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления определяется по формуле Можевитинова А.Л.:

$$W_{волн} = 0,5 \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,63 \cdot \left(\frac{6,96}{3,14} + \frac{0,28}{2} \right) = 7,29 \text{ кН}, \quad (6.74)$$

где $\bar{\lambda}$ – средняя длина волны;

$h_{1\%}$ – высота волны 1 % обеспеченности;

$\rho_w = 10 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$ – плотность воды;

h_0 – высота, по формуле:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 0,63}{6,96} = 0,28 \text{ м.} \quad (6.75)$$

Линия равнодействующей относительно уровня НПУ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{6,96}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,63 = 0,87 \text{ м.} \quad (6.76)$$

6.8 Оценка прочности плотины

Оценка прочности бетонной плотины проводится по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации) в сечении на уровне подошвы плотины.

Для удобства расчетов ниже приведена таблица 6.2, в которую внесены нагрузки, умноженные на коэффициент надежности γ_f , направление силы, плечи сил (по часовой стрелке, знак «плюс», против – «минус»):

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину, сбор нагрузок

Обозначение силы	γ_f	Направление силы	Основной случай			
			Сила, Н	Сила с учетом γ_f , Н	Плечо, м	Момент, Н·м
T_B	1,0	→	706,32	706,32	4,00	2825,28
T_H	1,0	←	88,60	88,60	1,30	-115,18
G_6	0,95	↓	913,76	868,08	2,48	-2159,77
$G_{пл}$	0,95	↓	639,23	607,27	0,4	-230,76
$W_{взв}$	1,0	↑	375,23	375,23	0,00	0,00
W_ϕ	1,0	↑	203,56	203,56	1,9	386,76
E_H	1,2	→	2,05	2,46	2,35	5,78
$E_{ав}$	1,2	→	10,7	12,84	0,80	10,27
W_H	1,0	↓	67,83	67,83	2,80	183,91
$W_{волн}$	1,0	→	7,29	7,29	11,10	80,92
q_3	0,9	↓	26,00	25,97	3,00	-77,9
			Σ			916,03

Сумма вертикальных сил:

$$\begin{aligned} N &= W_H + G_6 + G_{пл} - W_{взв} - W_\phi + q_3 = \\ &= 67,83 + 868,08 + 607,27 - 375,23 - 203,56 + 25,97 = \\ &= 959,98 \text{ кН.} \end{aligned} \quad (6.77)$$

Для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\Pi}} + \frac{6 \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{959,98}{9} + \frac{6 \cdot 916,03}{9^2} = -38,81 \text{ кПа}, \quad (6.78)$$

где $\sum M$ – сумма моментов, действующих на подошву;

B_{Π} – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^u &= \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u (1 - m_u^2) = -38,81 \cdot 0^2 - 10 \cdot 12 \cdot (1 - 0) = \\ &= -120 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.79)$$

где m_u – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения;

$H_d^u = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 27 - 15 = 12 \text{ м}$ – напор над расчетным сечением со стороны ВБ, м;

γ_w – удельный вес воды, кН/м³.

Касательные напряжения у верховой грани:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = (10 \cdot 12 + (-38,81)) \cdot 0 = 0 \text{ кПа}. \quad (6.80)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\begin{aligned} \sigma_l^u &= \sigma_y^u (1 + m_u^2) + \gamma_w H_d^u m_u^2 = -38,81 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 12 \cdot 0 = \\ &= -38,81 \text{ кПа}. \end{aligned} \quad (6.81)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w H_d^u = -10 \cdot 12 = -120 \text{ кПа}. \quad (6.82)$$

Для низовой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальным площадкам:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{959,98}{9} - \frac{6 \cdot 916,03}{9^2} = -174,52 \text{ кПа}, \quad (6.83)$$

где $\sum M$ – сумма моментов, действующих на подошву;

B_{Π} – ширина подошвы плотины;

N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину.

Нормальное напряжение по вертикальным площадкам:

$$\begin{aligned} \sigma_x^t &= \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t (1 - m_t^2) = \\ &= -174,52 \cdot 1,19^2 - 10 \cdot 4,25 \cdot (1 - 1,19^2) = -229,45 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.84)$$

где $m_t = ctg\alpha = ctg41^\circ = 1,15$ – заложение низовой грани на уровне расчетного сечения;

$H_d^t = \nabla_{УНБ_{min}} - \nabla_{под} = 19,25 - 15 = 4,25$ – напор над расчетным сечением со стороны НБ, м;

γ_w – удельный вес воды, кН/м³.

Касательные напряжения у низовой грани:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 4,25 + (-174,52)) \cdot 1,19 = 157,10 \text{ кПа.} \quad (6.85)$$

Максимальные сжимающие главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t(1 + m_t^2) + \gamma_w H_d^t m_t^2 = -174,52 \cdot (1 + 1,19^2) + 10 \cdot 4,25 \cdot 1,19^2 = -361,47 \text{ кПа.} \quad (6.86)$$

Максимальные растягивающие главные напряжения:

$$\sigma_1^t = -\gamma_w H_d^t = -10 \cdot 4,25 = -42,5 \text{ кПа.} \quad (6.87)$$

6.8.1 Критерии прочности плотины и её основания

На данном этапе производится проверка расчетов напряжений, для основного сочетания нагрузок исходя из следующих условий:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.88)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения [32];

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая $\gamma_{lc} = 1$ [32];

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_{cd} = 0,9$ [35];

R_b – расчетное сопротивление бетона по сжатию [35,табл.3].

Выражается R_b :

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3|}{\gamma_{cd}} = \frac{1,15 \cdot 1 \cdot |-120|}{0,9} = 153,33 \text{ кН/м}^2. \quad (6.89)$$

Исходя из данного условия, предварительно принимается класс бетона В3,5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2100 \text{ кН/м}^2$. Таким образом, по формуле (6.89):

$$1,15 \cdot 1 \cdot |-153,33| \leq 0,9 \cdot 2100;$$

$$153,33 \text{ кН/м}^2 \leq 1890 \text{ кН/м}^2.$$

Условие выполняется.

2) На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0;$$

$$-38,81 \text{ кПа} < 0.$$

Условие выполнено.

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \gamma_w H_d^u; \quad (6.90)$$

$$|-38,81| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 12;$$

$$38,81 \text{ кН/м}^2 \geq 30,00 \text{ кН/м}^2.$$

Условие выполняется.

6.9 Обоснование устойчивости плотины

Расчетное значение обобщенной несущей способности:

$$R = N \cdot tg\varphi + c \cdot B = 959,98 \cdot 0,7 + 80 \cdot 9 = 1392 \text{ кН/м}, \quad (6.91)$$

где N – сумма вертикальных сил (формула 8.1);

c – сцепление бетон–скала 80 кН/м^2 ;

$tg\varphi$ – внутреннее трение для грунта скального основания;

B – ширина подошвы плотины.

Сдвигающая сила:

$$\begin{aligned} F &= T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H + E_{\text{ав}} = \\ &= 706,32 - 88,6 + 7,29 + 2,46 + 12,84 = 640 \text{ кН/м}. \end{aligned} \quad (6.92)$$

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.93)$$

где $\gamma_n = 1,15$ – коэффициент надежности по назначению третьего класса сооружения [32];

$\gamma_{ic} = 1$ [32]– коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая;

$\gamma_{cd} = 0,9$ – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая [35].

$$\frac{1392 \cdot 0,9}{640 \cdot 1} \geq 1,15;$$

$$1,96 \geq 1,15.$$

Полученное отклонение больше требуемых 10%, но увеличение ширины подошвы плотины или увеличение заглубления, приведет к невыполнению критерий прочности плотины и не целесообразности расчета, тогда допустим, что по форме сдвига плотина будет устойчива.

6.10 Гидравлический расчет глубинного (донного) водосброса

Определяем расчетный расход для аварийного водосброса, который будет выполнен в теле бетонной правобережной плотины:

$$Q_p = \frac{V_{\text{вдхр}}}{t_{\text{ср}}} = \frac{0,365 \cdot 10^9}{15552 \cdot 10^3} = 23,47 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.94)$$

где $V_{\text{вдхр}}$ – полезный объем водохранилища;

$t_{\text{ср}} = 6$ мес – полное время сработки, выраженное в секундах.

Высота отверстий для небольшого расхода $h_{\text{отв}} = 1$ м.

Площадь всех водопропускных отверстий:

$$\omega = \frac{Q_p}{\mu \cdot \sqrt{2gH}} = \frac{23,47}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 7,75}} = 2,40, \quad (6.95)$$

где Q_p – расчетный расход;

$\mu = 0,8$ – коэффициент расхода, для водосбросов с плавными входами и небольшой шероховатостью;

H – напор над выходным сечением, в случае затопленного отверстия;

Ширина водосливного фронта (общая ширина отверстий):

$$B = \frac{\omega}{h_{\text{отв}}} = \frac{2,4}{1} = 2,4 \text{ м}. \quad (6.96)$$

Отверстий должно быть минимум два, тогда принимается ширина водосливного фронта $B = 4$ м. Расстояние между отверстиями принимается 3,5 м.

$$B = n \cdot b_{\text{отв}} = 4 \cdot 1 = 4 \text{ м}, \quad (6.97)$$

где n – количество отверстий;
 $b_{\text{отв}}$ – ширина отверстий.

7 Пожарная безопасность. Охрана труда.

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Нарвской 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 Нарвского ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из которых 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. Для контроля состояния основных сооружений Нарвскую ГЭС оснащаем контрольно-измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Вводим в состав эксплуатационного персонала специальное подразделение, задача которого – измерение с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа величин контролируемых показателей.

В соответствии с Федеральным законом о безопасности ГТС собственник ГТС разрабатывает декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности.

7.2 Пожарная безопасность

ГЭС должны быть оборудованы установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

Руководитель ГЭС обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;

- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС;
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

Подготовка ИТР, рабочих и служащих Нарвской гидроэлектростанции по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи, по вопросам пожарной безопасности;
- занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации

работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства".

На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками - дренчерами - ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых устанавливаются дренчерные оросители.

7.3 Охрана труда

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 Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правилам устройства электроустановок, Техническому регламенту о пожарной безопасности и Правилам противопожарного режима РФ и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

Отступления от требований вышеперечисленных правил как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются, за исключением введения новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, приемам оказания первой помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства,

разработка и осуществление организационно-технических и санитарно-гигиенических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

Приказом руководителя ГЭС должно быть назначено лицо, ответственные за организацию практической работы и осуществляющие внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учете несчастных случаев на производстве.

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

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

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

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

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

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешений на подготовку рабочего места и на допуск к работе в случаях, определенных в пункте 5.14 Правил;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и ГТС ГЭС должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой области деятельности, Стандарта, стандартов организации (инструкций) гидроэлектростанций.

В техническую документацию по эксплуатации и техническому обслуживанию основного гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенераторов, включая вспомогательное оборудование; по эксплуатации ГТС; по техническому обслуживанию ГТС; по техническому обслуживанию напорных металлических и железобетонных трубопроводов; по обслуживанию механизмов затворов гидротехнических сооружений; по расчистке водных объектов и сооружений от сора; по пропуску паводковых и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, должны быть включены требования по безопасной организации работ и охране труда.

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

8 Охрана окружающей среды

8.1 Общие сведения о районе строительства

Нарвский гидроузел расположен в Ленинградской области на реке Нарва, по которой проходит граница с Эстонией.

Нарва – короткая река, исток которой - Чудско-Псковское озеро, а устье - Нарвская губа Финского залива Балтийского моря. Длина реки 77 км. Бассейн р. Нарвы площадь которого 56200 км².

Площадь водосбора асимметрична и правая часть бассейна больше левой, общее падение 29,8 м, средний уклон 0,39‰, средняя ширина реки – 179 м, средняя глубина – 5,6 м, площадь водного сечения – 1059 м².

Питание реки смешанное, с преобладанием снегового. Бассейн относится к зоне избыточного увлажнения. В среднем за год выпадает около 600 мм осадков. На возвышенностях выпадает около 850 мм осадков, на побережье Чудского озера и равнинах количество осадков около 640 мм в год. Осадков выпадает больше, чем испаряется. Наибольшее потепление с января по апрель. Наибольшее количество осадков в январе и в августе. Весеннее половодье начинается в начале апреля, а завершается в середине июля.

Ледовые явления начинаются в октябре – начале ноября. Процесс замерзания сопровождается зажорами.

Интенсивное шугообразование вызывает в начале зимы значительное уменьшение стока. Ледяной покров формируется в течение декабря. Река обычно вскрывается в первой декаде апреля. Характеристика климатических условий представлены в п.1.1.

Для водосбора р. Нарва к источникам загрязнения можно отнести:

- ливневой сток с урбанизированной территории;
- сток, поступающий с сельскохозяйственных угодий;
- эмиссия от жизнедеятельности животных;
- сток с территории сельских поселений.

Диффузными источниками загрязнения являются ливневые стоки с селитебных и промышленных зон.

Загрязняющие вещества поступают в водные объекты бассейна Нарвы от 105 – и предприятий через 241 водовыпуск. Более 1/3 предприятий на территории Ленинградской области относятся к жилищно-коммунальному хозяйству, столько же – к сланцевой промышленности и производству цемента, остальные – сельскохозяйственные предприятия, занимающиеся животноводством. Основными загрязнителями в бассейне р. Нарва в пределах Ленинградской области являются ОАО "Ленинградсланец" и отделения «Сланцевского водоканала». Мутность речной воды мала. Река Нарва выносит ежегодно в залив в среднем 136 тыс. т взвешенных наносов. Воды реки гидрокарбонатного класса, относятся к слабо минерализованным. От г. Нарвы

до устья воды реки загрязнены сточными водами. По качеству воды Нарва относится к слабо загрязненным или загрязненным рекам.

При заполнении водохранилища, будут затоплены низкие заболоченные берега среднего течения р. Нарва, а также нижнее течение рек Плюсса, Пята, Кулгу, Мустайыги и др., при этом в основном затопятся болота и заболоченные леса. Общая площадь болот, попавших под затопление, составит примерно 75 км². При затоплении территории произойдет подтопление сохранившейся суши, уровень болотных вод поднимется. Может произойти отрыв торфяной массы и последующее всплывание, а также образование плавающих островов. В качестве борьбы с такими островами будет осуществляться расчленение островков режущим устройством, с использованием тросовой лебедки с чокерным крюком на конце троса. При создании водохранилища будут затоплены около 4030 га сельхозугодий и перенесены 742 строения.

Воздействие Нарвской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

8.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с проведением различных строительных и монтажных, а так же земляных работ и передвижением транспорта. Будут организованы: проезжая часть, коммуникации, карьеры, ЛЭП, поселки временного проживания, объекты инфраструктуры; работы по основным сооружениям гидроузла; подготовка водохранилища, береговых укреплений, возведением дамб и дальнейшее заполнение водохранилища.

Следовательно, произойдут изменения:

- создание водохранилища повлечет трансформацию ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин.

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты.

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

8.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

– Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

– Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

– Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2 м.

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 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{205965 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 9268 \text{ т}, \quad (8.1)$$

где N - объем бетонных работ, м³ (205965 м³);

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);

ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$).

2) Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

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

По формуле 8.1:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{93 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,86 \text{ т},$$

где N - количество арматуры, т (93 т);

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);

ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0 \text{ т/м}^3$).

Таким образом, в результате строительства будет образовано 9268 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,86 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.

8.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Нарвского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- 4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

- 1) Регулирование водным режимом водотока;
- 2) Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
- 3) Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
- 4) При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что ГЭС находится в населенном пункте – г.Ивангород согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Нарва от сбросов Нарвской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения города Ивангород, в пределах промплощадок объектов Нарвской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02.

9 Технико – экономическое обоснование

9.1 Оценка объемов реализации энергии и расходов в период эксплуатации станции

9.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 9.1.

Таблица 9. 1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2021	2022	2023	2024	2025
Установленная мощность	МВт	110,5	132,6	132,6	132,6	132,6
Число часов использования установленной мощности	Часы	7448	7448	7448	7448	7448
Выработка электроэнергии	МВт·ч	823004	987605	987605	987605	987605
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	9547,20	11456,64	11456,64	11456,64	11456,64
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	814774	977729	977729	977729	977729
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1147	1184	1219	1253	1286
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	77,88	96,47	99,32	102,09	104,78
НДС к выручке	млн.руб	11,88	14,72	15,15	15,57	15,98

Из таблицы 9.1 можно сделать вывод о том, что объемы реализации электроэнергии устанавливаются на одном уровне после того, как ГЭС начинает выдавать свою установленную мощность, а так же увеличивается выручка от реализации электроэнергии.

9.1.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполняем на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9) с учетом реализованной электроэнергии [36].

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт

планирования всеми подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗОПАО «РусГидро».

Себестоимость продукции зависит от текущих расходов предприятия, и характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя: амортизационные отчисления, расходы по страхованию имущества, эксплуатационные расходы, расходы на ремонт производственных фондов, расходы на услуги регулирующих организаций, налог на воду. Амортизационные отчисления рассчитываются, исходя из среднего срока службы основного оборудования. Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,08%. Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) для деривационных ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности [36, с. 8]. Эксплуатационные расходы на уровне цен первого квартала 2021 года представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Фонд оплаты труда	777,3	103069,98
Прочие расходы	493,6	65451,36
Итого	1270,9	168521,34

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины инвестиций. Удельные значения расходов в процентах представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25	0,14
Свыше 25 лет	0,20

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2019 года 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	17,95
ОАО «АТС» (администратор торговой системы)	0,001097 тыс. руб./МВт ч	1,26
ОАО «ЦФР» (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс. руб./МВт·ч	0,36
Итого		19,57

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Нарва [37], составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт·ч электроэнергии (постановление Правительства РФ от 30.12.2006г. №876).

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	2026	2027	2028	2029	2030
Амортизационные отчисления, млн. руб.	145,68	145,68	145,68	145,68	145,68
Расходы на страхование, млн. руб.	70,54	69,14	67,74	66,34	64,94
Эксплуатационные затраты, млн. руб.	168,52	168,52	168,52	168,52	168,52
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	6,61	6,48	6,35	6,22	6,09
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн. руб.	19,57	19,57	19,57	19,57	19,57
Налог на воду, млн. руб.	5,50	5,50	5,50	5,50	5,50
Итого, млн. руб.	416,42	414,89	413,36	411,83	410,30

Из таблицы 9.5 видно, что текущие затраты по Нарвскому гидроузлу увеличиваются за счет увеличения расходов на страхование и ремонт производственных фондов каждый год.

Структура текущих затрат представлена на рисунке 9.1.



Рисунок 9.1 – Структура текущих затрат, %

Из диаграммы видно, что наибольшие расходы приходятся на эксплуатационные и амортизационные затраты, а наименьшие составляют налоги на воду и на ремонт производственных фондов.

9.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттоков денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет.

Учитываются следующие налоги:

- НДС – 20% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество – 2,2 % от среднегодовой стоимости имущества;
- налог на прибыль – 20 % от налогооблагаемой прибыли;
- налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2021–2025 годы приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн. руб.	189,30	264,68	256,60	262,04	265,70
НДС, млн. руб.	188,87	306,93	317,23	326,74	335,97
Взносы в социальные фонды, млн. руб.	11,30	11,40	11,40	11,40	11,40
Налог на имущество, млн. руб.	21,96	53,16	127,41	136,54	156,64
Итого	411,13	636,17	712,64	736,71	769,70

Из таблицы 9.6 видно, что наибольшие налоговые расходы занимают: налоги на прибыль и имущество. Также наблюдается рост налоговых расходов за счет увеличения НДС и налога на прибыль.

9.2 Оценка суммы прибыли

Оценка прибыли – анализ всей экономической деятельности, осуществляемой организацией.

Годовая прибыль в первые годы эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн. руб.	1485,73	1846,92	1908,50	1965,13	1683,67
Текущие расходы, млн. руб.	234,11	324,87	378,02	395,09	417,26
ЕВИТ (прибыль до налогообложения), млн. руб.	1251,62	1522,05	1530,48	1239,17	1266,41
Скорректированный налог на прибыль, млн. руб.	250,32	304,41	306,10	247,84	253,28
НОПАТ (Чистая прибыль), млн. руб.	1001,30	1217,64	1224,38	991,34	1013,13
Ставка налога на прибыль Т, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Из таблицы 9.7 заметно, что величина чистой прибыли зависит от величины выручки. В период с 2021 по 2025 годы наблюдается рост прибыли, так как осуществляется ввод третьего и четвертого гидроагрегата в эксплуатацию, следовательно, Нарвская ГЭС начинает выдавать свою установленную мощность.

В первые годы эксплуатации наблюдается рост годовой прибыли, обусловленный увеличением выручки от продажи электроэнергии. Сумма

чистой прибыли постепенно увеличивается и наибольший рост наблюдается в период с 2023 по 2042 год.

9.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9) [36].

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся: чистый, дисконтированный доход, индекс прибыльности, срок окупаемости, и т.д.

9.3.1 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходы формируются от продажи электроэнергии Нарвской ГЭС на реке Нарва мощностью 132,6 МВт. Под расходами понимаются собственные средства ПАО «РусГидро», реализующего инвестиционный проект строительства Нарвской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,60
Период окупаемости – РВ, лет	7,0
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	2279,62
Индекс прибыльности – PI	1,51
Себестоимость, руб./кВт·ч	0,37
Удельные капиталовложения, руб./кВт	60460,23

Чтобы уменьшить срок окупаемости, который составляет 7,0 лет, можно взять кредит, сроком кредитования 144 месяца, сумма которого 6276,16 млн. руб.

9.4 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
В Федеральный бюджет, млн. руб.	393,59	588,51	590,73	605,67	618,56
В региональный бюджет, млн. руб.	21,96	53,16	127,41	136,54	156,64
Итого налог. поступлен., млн. руб.	415,55	641,67	718,14	742,21	775,20

Как видно из таблицы 9.9 большую часть составляют налоговые поступления в федеральный бюджет (водный налог, налога на добавленную стоимость, взносы во внебюджетные фонды и налога на прибыль). Наименьшую часть, составляют поступления в региональный бюджет (налог на имущество). Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

9.5 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности инвестиционного проекта проводится для того, чтобы учесть и спрогнозировать влияния изменений первоначальных параметров: инвестиционных затрат, притока денежных средств, уровня реинвестиций. Изменения NPV от изменения ставки налогов (%) представлены на рисунке 9.2.

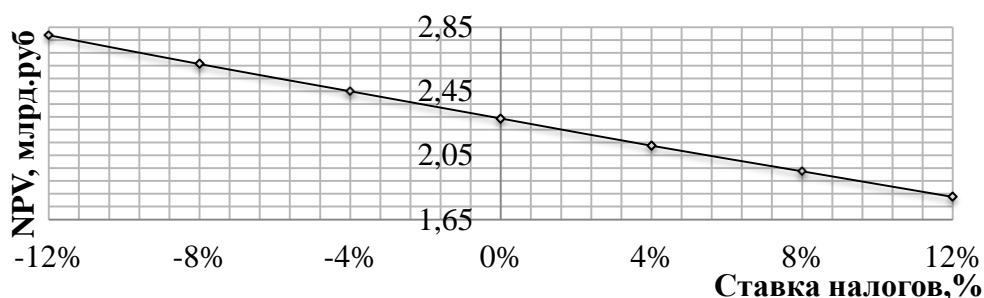


Рисунок 9.2 – Изменения NPV от изменения ставки налогов, %

Как видно из рисунка 9.2 увеличение ставки налогов приводит к уменьшению значения NPV, уменьшение ставки налогов показывает обратный эффект.

Изменения NPV от изменения объёма инвестиций (%) представлены на рисунке 9.3.

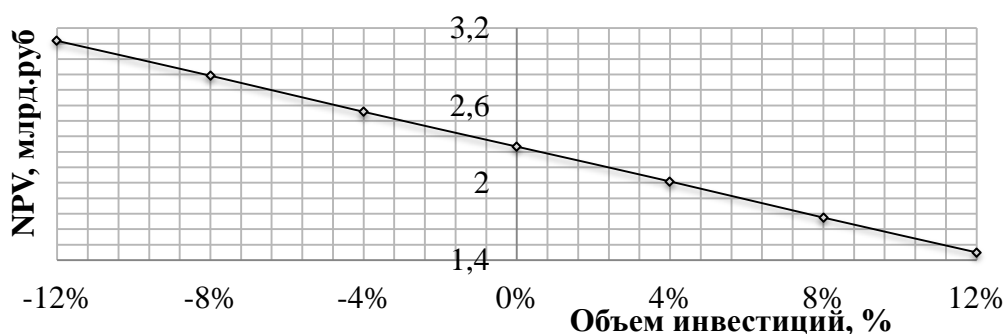


Рисунок 9.3 – Изменения NPV от изменения объёма инвестиций, %

Из рисунка 9.3 видно, что чем больше инвестиций привлекается для реализации проекта, тем меньше NPV.

Изменения NPV от изменения цены сбыта электроэнергии (%) представлены на рисунке 9.4.

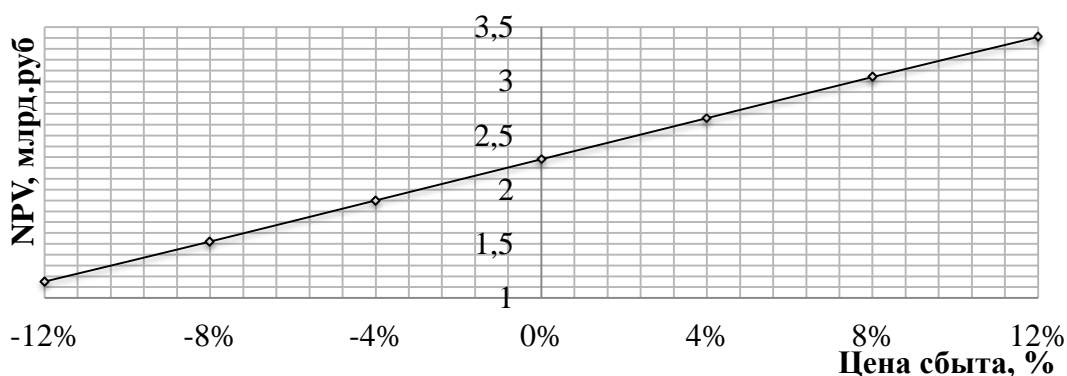


Рисунок 9.4 – Изменения NPV от изменения цены сбыта электроэнергии, %

При увеличении цены сбыта электроэнергии происходит рост прибыли, следовательно, индекс прибыльности растет, что видно из графика на рисунке 9.4

Изменения NPV от изменения ставки дисконтирования (%) представлены на рисунке 9.5.

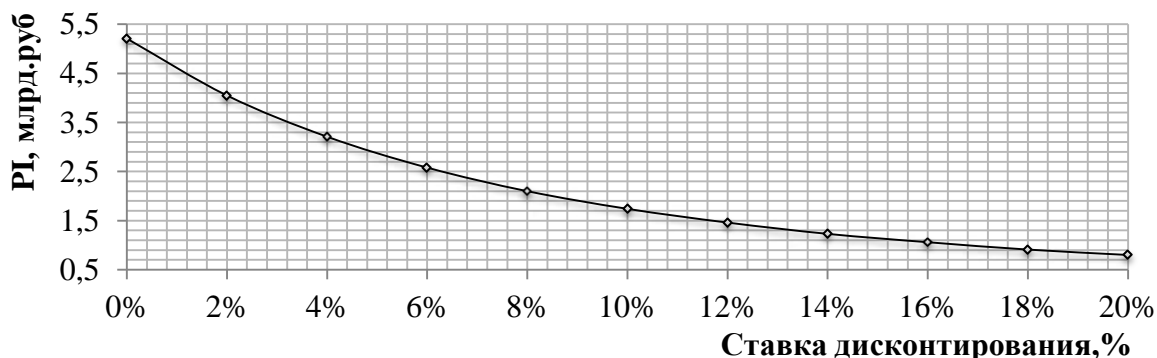


Рисунок 9.5 – Изменения NPV от изменения ставки дисконтирования, %

Из рисунка 9.5 видно, что при увеличении ставки дисконтирования – уменьшается величина NPV. Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров: увеличение ставки дисконтирования; уменьшение цены электроэнергии; уменьшение налогов; увеличение объема инвестиций продукции.

10 Энергоэффективность режимов основного и вспомогательного оборудования, на примере действующей ГЭС

10.1 Основные понятия и определения

Энергоэффективность — это эффективное (рациональное) использование энергии, использование как можно меньшего количества энергии для обеспечения установленного уровня её потребителей.

Энергетическая энергоэффективность – характеристики отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю.

Задача обеспечения эффективного использования гидроэнергетических ресурсов должна решаться:

– при проектировании – путем оптимизации параметров гидроузла и гидроэлектростанций с учетом требований водохозяйственного комплекса, режима использования гидроэлектростанций в энергосистеме, обеспечения надежности энергоснабжения, минимизации вредных воздействий объекта на окружающую среду и безопасности его эксплуатации, а также при разработке компоновочных и конструктивных решений, выборе технологического оборудования и систем управления, организационных и технологических решений;

– при строительстве – путем контроля режима энергосбережения строительного производства и обеспечения технологических требований к строительству гидроэлектростанций;

– при эксплуатации объекта – внедрением системы требований к энергосбережению и энергетической эффективности объекта с целью оптимизации режима использования гидроэнергетических ресурсов с учетом требований участников водохозяйственного комплекса и Системного оператора Единой энергетической системы России, а также оценки состояния оборудования гидроэлектростанций с целью непрерывного улучшения энергетических параметров и энергетической эффективности гидроэлектростанций;

– при ликвидации гидроэлектростанций – путем контроля за энергосбережением в период ликвидации гидроэлектростанций.

10.2 Эффективность использования гидроресурсов Саяно - Шушенского гидроузла

Саяно – Шушенский гидроэнергокомплекс (СШГЭК) предназначен преимущественно для целей гидроэнергетики.

Основные потребители электроэнергии энергорайона расположения СШГЭК: Саяногорский алюминиевый завод, Хакасский алюминиевый завод,

Красноярский алюминиевый завод, Новокузнецкий алюминиевый завод и Кузнецкий ферросплавный завод.

Установленная мощность Саяно – Шушенской ГЭС (СШГЭС) 6400МВт, среднегодовая выработка электроэнергии — 23,5 млрд. кВт·ч электроэнергии. Здание ГЭС приплотинного типа, плотина бетонная арочно-гравитационная, расположена на реке Енисей, на границе между Красноярским краем и Хакасией, у посёлка Черёмушки. Десять гидроагрегатов ГЭС имеют номинальную мощность 640 МВт каждый. Расчетный напор гидротурбин типа РО – 230/833-В-677 составляет 194 м.

Ниже Саяно-Шушенской ГЭС расположена входящая в состав СШГЭК контррегулирующая Майнская ГЭС (МГЭС). Водохранилище предназначено для сглаживания колебаний расходов и уровней воды в нижнем бьефе СШГЭК, вызванных участием СШГЭК в суточном и недельном регулировании.

Установленная мощность МГЭС 321 МВт. На МГЭС установлены гидротурбины типа ПЛ-20/811А-В-1000.

Максимальная высота плотины Саяно – Шушенской ГЭС 242 м, ширина по основанию 105,7 м, по гребню 25 м. Длина гребня плотины 1074,4 м. Отметка гребня плотины – 547 м.

Плотина разделяется на левобережную глухую часть длиной 252,8 м, станционную часть длиной 331,8 м, водосбросную часть длиной 189,6 м и правобережную глухую часть длиной 300,2 м.

Нормальный подпорный уровень (НПУ) – 540 м, уровень мёртвого объёма (УМО) водохранилища – 500 м. Полный объём водохранилища и площадь зеркала при НПУ и УМО представлены в таблице 10.1. Водохранилище Саяно-Шушенской ГЭС осуществляет суточное, недельное и годовое регулирование стока. Гидроэлектростанция участвует в покрытии пиков электропотребления ОЭС Сибири.

Таблица 10.1 – Основные параметры водохранилища

Наименование параметра	Единицы измерения	Значение
Площадь зеркала при НПУ (539 м)	км ²	621
Площадь зеркала при УМО (500 м)	км ²	239
Объём водохранилища при НПУ	км ²	30,71
Объём водохранилища при УМО	км ²	16
Объём водохранилища при ФПУ	км ²	31,33
Объём форсировки водохранилища (между ФПУ и НПУ)	км ²	0,61

10.3 Проведение энергетического обследования и испытаний гидроагрегатов

10.3.1 Энергетическое обследование

Целью энергетического обследования объектов ПАО «РусГидро» — «Саяно–Шушенская ГЭС им. П. С. Непорожного» является:

- сбор и анализ исходных данных и актуализация ранее собранных сведений о системе электроснабжения и энергопотребления;
- определение объективных данных об объеме используемых энергетических ресурсов;
- выявление и анализ возможных причин перерасхода энергоресурсов;
- определение потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- разработка перечня типовых, общедоступных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности и проведение их стоимостной оценки;
- определение фактических и целевых значений показателей энергетической эффективности, сравнение их с нормативными значениями;
- составление энергетического баланса;
- определение потенциала снижения потребления электроэнергии на собственные, хозяйственные, производственные нужды и возможности устранения потерь;
- разработка требований к организации технического учета и контроля расхода электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды, потери;
- разработка программы повышения энергетической эффективности ГЭС со сроком планирования 5 лет;
- разработка мероприятий по повышению эффективности использования водных ресурсов, снижению собственного потребления электроэнергии и рекомендаций по организации коммерческого учета;

Порядок проведения энергетических обследований гидроэлектростанций устанавливается «Программой проведения энергетических обследований гидроэлектростанций».

Процесс проведения энергетических обследований выполняется в два этапа:

Этап первый включает в себя: само проведение энергетического обследования, а именно анализ технической и исполнительной документации, статистических данных систем учета; сбор и обработка информации; опрос персонала ГЭС; визуальный осмотр оборудования и сооружений ГЭС;

На втором этапе происходит разработка программы повышения энергетической эффективности ГЭС, а именно: рекомендации и мероприятия по рациональному использованию водного стока; рекомендации и мероприятия по экономии воды, тепла и электроэнергии; рекомендации и мероприятия по оптимизации систем учета электроэнергии и других ресурсов; составление энергетического баланса; мероприятия по оптимизации работы системы учета электроэнергии.

10.3.2 Энергетические испытания гидроагрегатов

Основой для установления энергоэффективности работы гидроэлектростанции, являются нормативные энергетические характеристики гидроагрегатов и гидроэлектростанции в целом, разрабатываемые с использованием проектных материалов по потерям напора в водоподводящих и отводящих сооружениях, кривой связи уровней и расходов в нижнем бьефе, заводских характеристик генератора и гидротурбины, а также результатов натурных испытаний.

При различных значениях напора производятся натурные испытания. Основными исходными материалами для составления эксплуатационной характеристики гидроагрегата являются:

- заводская эксплуатационная характеристика гидротурбины, рассчитанная на основании результатов модельных испытаний данного типа гидротурбины;
- заводская рабочая характеристика генератора;
- зависимость потерь напора в водоподводящих и водоотводящих сооружениях от расхода воды (для чистых соросудерживающих решеток);
- результаты натурных энергетических испытаний гидроагрегатов.

Эксплуатационная характеристика гидротурбины имеет четыре зоны, каждой из которых соответствует свой диапазон мощностей. В первой зоне работа турбины разрешается, но ограничена по времени. Работа во второй зоне запрещена. Третья зона рекомендуется для постоянной эксплуатации, КПД в ней достигает максимума. Четвертая зона находится за линией ограничения мощности, работа в этой зоне является недопустимой.

По результатам испытаний были построены эксплуатационные характеристики, которые представлены в Приложении Д, рисунок Д.1-Д.2. Необходимость построения эксплуатационной характеристики объясняется тем, что напор гидротурбины и мощность гидротурбины в процессе эксплуатации непосредственно не измеряются и не могут быть использованы при определении основных энергетических показателей работы гидроагрегата.

10.4 Оптимизация собственного потребления электроэнергии

Одной из мер улучшения организации труда, которая позволит сократить финансовые издержки, является оптимизация потребления собственных нужд станции.

На рынке ОРЭМ существует 2 вида товара – электрическая энергия и мощность. Выработка электроэнергии меняется в зависимости от графика нагрузки выдаваемым оперативным диспетчерским управлением. Помимо выработанной электроэнергии на станции ведется учет потребленной электроэнергии и мощности на собственные нужды. Для станции утверждается норма потребления мощности, в случае, когда эта норма превышена, ГЭС покупает перерасход на рынке. Так же чем больше потребление на собственные

нужды, тем меньше электроэнергии станция продает, тем самым снижая свою прибыль. Основные направления увеличения эффективности представлены на рисунке 10.1.



Рисунок 10.1 – Увеличение эффективности

На величину объема потребления собственных нужд влияет ведение оперативным персоналом режима работы потребителей. Персонал групп режимов и сопровождения энергорынков, рассчитывая фактическую мощность потребления и участвуя в формировании нормативов потребления электроэнергии и мощности.

Ежемесячная норма потребления мощности на полное собственное потребление рассчитывается, как среднее значение потреблённой электроэнергии в час максимальной нагрузки за прошлые пять лет в заданном месяце и корректируется при необходимости.

Объем потребляемой электроэнергии включает расход электроэнергии на собственные нужды станции, потери электроэнергии в схеме выдачи мощности, коммерческие потери.

Потери в сети обусловлены передачей электроэнергии. И чем больше передача и выработка электроэнергии, тем больше будут потери. Погрешности измерений формируют допустимый баланс (коммерческие потери), обусловленные классом точности приборов учета электроэнергии, и как следствие их режимом работы. Следовательно, для уменьшения коммерческих потерь, необходимо работать в условиях класса точности приборов учета электроэнергии.

Объем потребления собственных нужд можно регулировать, в зависимости от режимов работы потребителей.

Основными потребителями на станции являются:

- насосы статора, работающие непрерывно;
- насосы откачки мокрой потерны (ВБ,НБ), работающие по датчикам уровня;

- насосы откачки водобойного колодца (ВК), работающие 1 раз в год при откачке ВК;
- насосы МНУ, работающие по датчикам давления;
- дистилляторы, при приготовлении дистиллята;
- краны машинного зала, при погрузочно-разгрузочных работах;
- компрессора высокого и низкого давления, работающие по датчикам давления;
- краны верхнего и нижнего бьефа, при подъеме затворов ВБ и НБ соответственно;
- освещение, ночью и автоматически;
- освещение машинного зала, круглосуточно;
- электрокотельная, отопление, горячее водоснабжение, по датчикам температуры;

При экономии потребления энергии необходимо не допустить нарушение работоспособности оборудования.

Из вышеперечисленных потребителей энергии собственных нужд без нарушения технологического процесса возможно временное отключение потребителей представленных в таблице 10.2 для экономии электроэнергии.

Таблица 10.2 – Список отключаемых потребителей

Потребитель	Случаи разрешения отключения потребителя	Допустимое время отключения потребителя	Сэкономленная электроэнергия за час, МВтч
Дистилляторы	Когда баки запаса дистиллята заполнены.	Средний расход дистиллята: 24 м ³ в месяц. Готовится дистиллят по 4м ³ в сутки. 24 дня в месяце дистилляторы могут быть отключены	0,73
Освещение	Если в течение месяца наблюдается перерасход электроэнергии	В ночное время, с 21:00 до 06:00	0,015
Освещение машинного зала	В светлое время суток	На протяжении светового дня, с 08:00 до 17:00	0,022
Итого			0,77

10.4.1 Основные расходы и потери электроэнергии на Саяно – Шушенской ГЭС

Потери электроэнергии на станции делятся на следующие:

- *технические потери*, вычисляются расчетным путем, обусловленные процессами происходящими на производстве, а так же передачей и преобразованием энергии в тепло;

– *собственное потребление станции (СН)*, обеспечивает работу технологического оборудования станции, расход регистрируют счетчики в трансформаторах СН;

– *инструментальные (коммерческие) потери*, обусловленные погрешностями измерений, такие потери получают расчетным путем на основе режимов работы измерительных приборов и метрологических характеристик;

Состав потерь электроэнергии подробно представлен в таблице 10.3:

Таблица 10.3 – Структура потерь электроэнергии

Технические потери	Нагрузочные: в линиях, силовых трансформаторах, в токоограничивающих реакторах
	Потери холостого хода: в силовых трансформаторах, в компенсирующих устройствах, в изоляции кабельных линий, в трансформаторах напряжения, счетчиках, устройствах ВЧ-связи
	Климатические: на корону, от токов утечки по изоляторам ВЛЭП
Собственные потребления станции	Собственные нужды
	Производственные нужды
	Хозяйственные нужды
Недоучет электроэнергии	Режимы работы ТТ, ТН и счетчиков
Коммерческие потери	Полезный отпуск
	Контроль потребления

10.5 Мероприятия по повышению энергоэффективности на Саяно – Шушенской ГЭС

10.5.1 Рекомендации по повышению энергоэффективности использования водных ресурсов на Саяно – Шушенской ГЭС

Во время испытаний агрегат работает вхолостую, т. к. подключение агрегата к сети возможно после проведения испытаний, определенных инструкцией. Потери на холостой ход сокращаются до минимально возможных при планировании испытаний.

Для не допущения холостого сброса воды необходимо качественное планирование водно-энергетического режима, притока в Саяно -Шушенское водохранилище. Необходимо развивать собственную гидрометеорологическую службу с установкой гидрометеостанций. В настоящее время заключены подрядные договоры с гидрометслужбой республики Хакасии, которые развивают сеть наблюдений, что в дальнейшем повысит точность прогноза притока в Саяно-Шушенское водохранилище.

Для сокращения потерь воды необходимо:

1.Своевременно пересматривать методику учета воды через ГА, а также методику расчета расхода воды через все устройства и сооружения, перепроверять расчетные формулы, при необходимости проводить экспериментальные опыты.

2. Оптимизировать режим работы ГА. Рекомендуется использовать режим работы ГА близких к зоне оптимального КПД, а также улучшать качество планирования водноэнергетического режима, создавать развитую сеть гидрометслужбы.

3. Оптимизировать работу шунтирующих реакторов (ШР). Рекомендуется производить отключение шунтирующих реакторов, включать только в те часы, когда их использование требуется.

4. Перераспределение загрузки трансформаторов Т1-Т5. Рекомендуется для достижения наибольшей энергоэффективности, чтобы на укрупненных блоках один трансформатор оставался в работе, второй в резерве (либо в ремонте). Это объясняется тем, что нагрузка между трансформаторами распределяется прямопропорционально их мощностям и обратно пропорционально напряжениям короткого замыкания.

10.5.2 Рекомендации по повышению энергоэффективности использования водных ресурсов на Майнской ГЭС

В 1990 г. на Майнской ГЭС были установлены ГА. При эксплуатации ГА были выявлены нарушения механизма поворота рабочего колеса турбины, с последующей переделки рабочего колеса для работы в пропеллерном режиме, а не проектном (поворотном-лопастном).

При осуществлении модернизации гидротурбин могут быть достигнуты следующие результаты:

1. Отметка УМО понизится с 322,5 до 319,0 м, т. е. увеличится регулировочный объем водохранилища, разница отметок верхнего бьефа увеличится с 1,5 до 3,5 м., что позволит уменьшить объем холостых сбросов.

2. На Майнской ГЭС возможно будет не суточное, а недельное регулирование мощности за счет увеличения объема Майнского водохранилища.

3. При уменьшении рабочих отметок ВБ Майнской ГЭС увеличится напор на СШГЭС, что повлияет на уменьшение удельного расхода воды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте были рассчитаны и выбраны основные элементы Нарвского гидроузла на реке Нарва, являющимся сооружением III классом сооружения.

На начальном этапе на основе исходных гидрологических данных, были проведены водно – энергетические расчеты. Определены периоды межени и половодья, построен гидрограф маловодного и средневодного года, определен тип регулирования – суточный. Так же определена суточная выработка 1,753 млн. кВт·ч. и среднемноголетняя выработка 981,72 млн кВт·ч, установленная мощность 132,6 МВт.

На следующем этапе были определены максимальный напор 24,67 м, расчетный напор 21,8 м, минимальный напор 21,6 м, а так же выбран соответствующий тип турбины ПЛЗ06 – В – 500, количество агрегатов 4 шт, минимальная отметка установки рабочего колеса 3 м, серийный генератор СВ – 695/155 – 40, маслонапорная установка МНУ 6,3/1 – 40 – 8 – 2, электрогидравлический регулятор ЭГР – 100 – 3.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с простыми блоками и схема распределительного устройства ОРУ 110кВ схема с двумя рабочими и одной обходной системой шин на 5 присоединений. А по справочным и каталожным данным выбрано следующее силовое оборудование: блочные трансформаторы ТД–40000/110, трансформаторы собственных нужд ТСЗ – 2500/10, сталеалюминовые провода марки АС – 70/11 для ВЛЭП.

После выбора основного и вспомогательного оборудования был выбраны и рассмотрены устройства релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Нарвская ГЭС спроектирована по плотинно – деривационной схеме.

Компоновка гидроузла:

- водосливная бетонная плотина узла деривации;
- глухая грунтовая левобережная плотина узла деривации;
- глухая бетонная правобережная плотина узла деривации;
- водоприемник;
- деривационный канал;

Расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы – 9 м;
- отметка подошвы водосливной плотины 15 м;
- отметка гребня водослива – 31, 2 м;
- число водосливных отверстий – 2;
- число глубинных отверстий – 4;
- отметка гребня водосливной плотины – 31, 2 м;
- ширина водосливной плотины по гребню – 11 м.

Следующим шагом была произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных сочетаниях нагрузок. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений,

условия устойчивости выполняются, следовательно, плотина Нарвской ГЭС соответствует требованиям надежности. По технико – экономическим расчетам были получены данные:

-себестоимость – 0,37 руб./кВт·ч;

-удельные капиталовложения – 60460,23 руб./кВт·ч;

При оценке эффективности капиталовложений в производство энергии, срок окупаемости составил 7,0 лет, можно считать, что данный проект эффективный с экономической точки зрения.

В соответствии с действующим законодательством были рассмотрены мероприятия по безопасности возведения Нарвской ГЭС, так же по охране труда и охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

Подводя итог, можно сказать, что строительство Нарвского гидроузла, является актуальным и экономически обоснованным.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Северо – Запада [Электронный ресурс]: // АО «Системный оператор Единой энергетической системы». – Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/>.
2. 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. – 114 с.
3. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е.Ю. Затеева. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
4. Использование водной энергии. Часть 1. Водно – энергетические расчеты режимов ГЭС / Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черемушки: СШФ СФУ, 2014. – 106 с.
5. Каталог «Гидроэнергетика. Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // «ПАО «Силовые машины»». – Режим доступа: <http://www.power-m.ru>.
6. Щавелев, Д.С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. Т. 1. Основное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие / Ю.С. Васильев, Д.С. Щавелев. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 400 с.
7. Электрические сети [Электронный ресурс]: // «Деривационные каналы - Гидроэлектрические станции». – Режим доступа: <http://leg.co.ua/arhiv/generaciya/gidroelektricheskie-stancii-65.html>.
8. СТО 01.01.78–2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012. – Москва: ОАО «Федеральная гидрогенерирующая компания РусГидро», 2012. – 290 с.
9. Старшинов, В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учеб. Пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козина. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2015 – 296 с.
10. Каталог «Трансформаторы силовые масляные класса напряжения 220 кВ» [Электронный ресурс] // «ООО Тольяттинский Трансформатор». – Режим доступа: <http://transformator.com.ru>.
11. Каталог «Трансформаторы до 220кВ» [Электронный ресурс] // «ООО «ГК Новые Технологии»». – Режим доступа: http://elzavod.nt-rt.ru/index.php/sitemap#Каталог_продукции_ЭЛЕКТРОЗАВОД.
12. Каталог «Трансформатор силовой сухой» [Электронный ресурс] // «Чебоксарский электрозавод Трансформатор». – Режим доступа: <https://cheb-transformator.com/catalog/tsz2500>.
13. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва: Издательство НИЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
14. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций.

Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.

15. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ.–Введ. 16.06.2010 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2010 – 128 с.

16. СТО 56947007-29.240.014-2008 Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35–750 кВ. – Введ.18.04.2008. –Москва: ОАО «ФСК ЕЭС»,2008 – 12 с.

17. Каталог «Вакуумные выключатели» [Электронный ресурс] // «ООО Высоковольтный союз». – Режим доступа: <http://www.vsoyuz.com/ru/produkcija/cb>.

18. Каталог «Разъединители горизонтально-поворотного типа» [Электронный ресурс] // «ЗАО ЗЭТО». – Режим доступа: http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/rg-110-kv.

19. Каталог «Трансформаторы напряжения электронные оптические» [Электронный ресурс] // «ЗАО ПРОФТЕК» – Режим доступа: <http://www.profotech.ru/products>.

20. Правила устройства электроустановок / Главэнергонадзор России. – 7-е изд., перераб. и доп. – Москва : Энергоатомиздат, 1998. – 608 с.

21. Каталог «Устройства защиты. ОПНп» [Электронный ресурс] // «АС Энергия». – Режим доступа: <https://asenergi.com/catalog/ustrojstva-zaschity.html>.

22. Каталог «Трансформаторы тока электронные оптические» [Электронный ресурс] // «ЗАО ПРОФТЕК» – Режим доступа: <http://www.profotech.ru/products/206>.

23. Каталог «Синхронизатор типа АС-МЗ» [Электронный ресурс] // «ООО «АСУ-ВЭИ»». – Режим доступа: <http://asu-vei.ru>.

24. Каталог «Анализаторы сети АПКЭ – 1» [Электронный ресурс] // «ЮПЗ Промсвязькомплект». – Режим доступа: <http://pskt.ru/produksiya>.

25. Каталог «Дизельный генератор АД – 2500» [Электронный ресурс] // «ООО ВегаСтройКом». – Режим доступа: <http://vsk-mo.ru/products/2500-kvt-otkrytaya-mtu-dizelnyj-generator-ad-2500>.

26. Каталог «Трансформатор с алюминиевыми обмотками» [Электронный ресурс] // ООО «Трансформаторные подстанции». – Режим доступа: <https://ural-transformator.ru/p19031394-transformator-tmn-25003504.html>.

27. Постановление № 986 О классификации гидротехнических сооружений. – Введ. 2.11.2013. – Москва: Правительство Российской Федерации. – 10с.

28. Схема комплексного использования и охраны водных объектов бассейна реки Нарва [Электронный ресурс] – Общая характеристика речного бассейна реки Нарва. – Режим доступа: <http://www.nord-west-water.ru/>.

29. СП 2.06.05-84. Плотины из грунтовых материалов. - М.: ФГУП ЦПП, 2004.

30. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*.- Введ.01.01.2012. – Москва: Министерство регионального развития Российской Федерации, 2012. – 50 с.

31. Карта ветров России [Электронный ресурс]: Среднегодовая и максимальная скорость ветра. – Режим доступа: <http://energywind.ru/recomendacii/karta-rossii/>.

32. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Министерства регионального развития Российской Федерации, 2013.– 37 с.

33. Гидротехнические сооружения (речные): учебное пособие/ Л.Н.Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, А.А. Малаханов и др. – Москва: АСВ, 2011.Ч.1. – 584 с.

34. Киселев, П. Г. Справочник по гидравлическим расчетам / П.Г. Киселев. – Москва: Энергия, 1974г. – 312 с.

35. СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – Введ. 01.01.201. – Москва Министерство регионального развития Российской Федерации, 2012. – 65 с.

36. Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017–2042 гг. – Москва: Публичное акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро»,2017.– 22 с.

37. Налоговый кодекс Российской Федерации [Электронный ресурс]: статья 333.12 Налогового кодекса Российской Федерации // Справочная система федеральной налоговой службы. – Режим доступа: <http://www.nalog.ru/>.

38. СТО17330282.27.140.001-2006 Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций. – Введ 13.07.06. – Москва: Российское открытое акционерное общество (ОАО) энергетики и электрификации «ЕЭС России», 2012.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно – энергетические расчеты

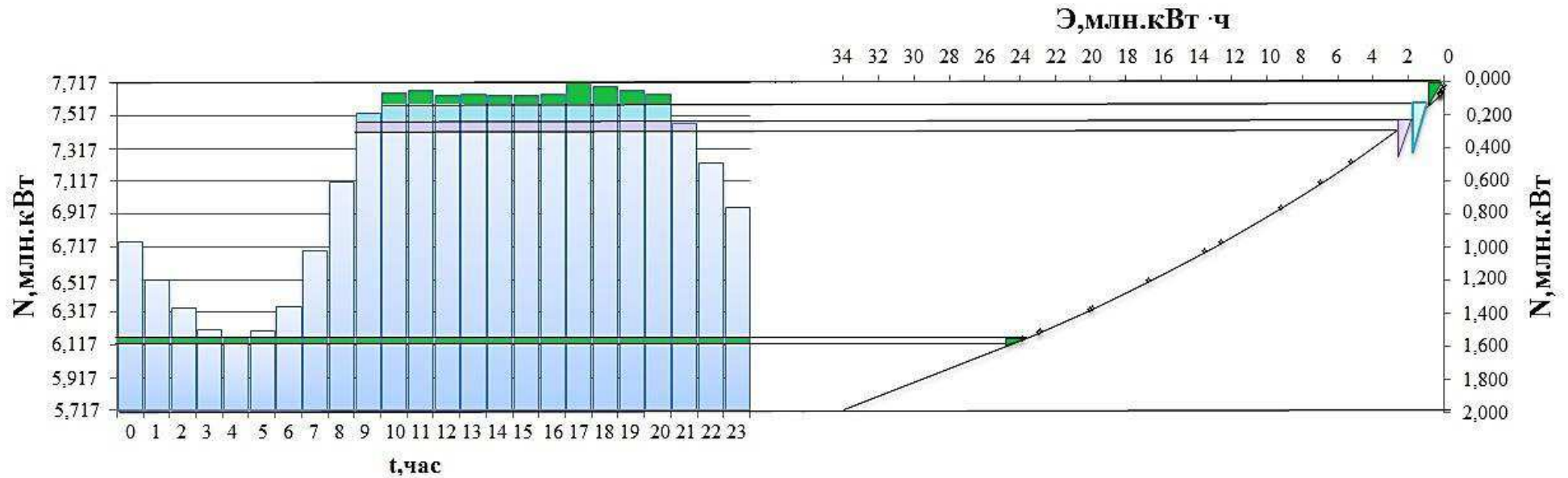


Рисунок А.1 – Суточный график нагрузки и ИКН для зимних суток : зеленым цветом выделена зоны работы проектируемой ГЭС, голубым и сиреневым цветом зона работы соответственно Ладожского и Вуоксинского каскада.

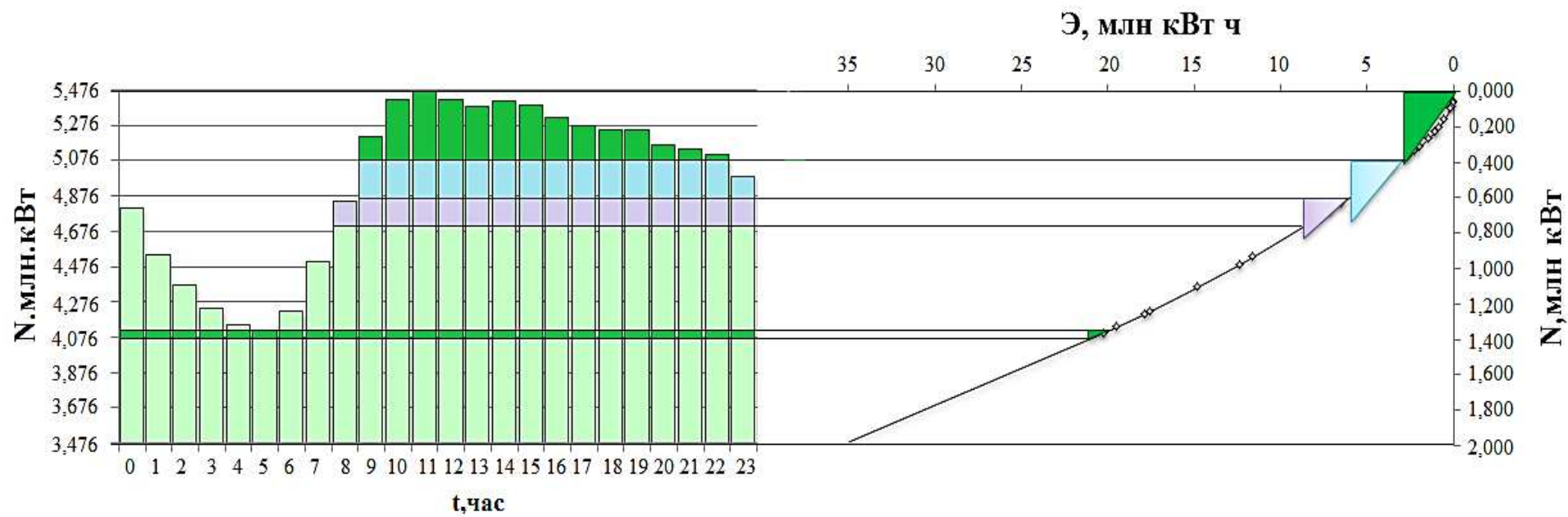


Рисунок А.2 – Суточный график нагрузки и ИКН для летних суток:

Продолжение приложения А

Таблица А.1 – Режим работы проектируемой ГЭС в январе средневодного года

t, ч	Q _{быт'} , м ³ /с	Q _{пот'} , м ³ /с	Q _{ф'} , м ³ /с	Q _{пол'} , м ³ /с	Q _{вдхр'} , м ³ /с	Q _{гэс'} , м ³ /с	Q _{хол'} , м ³ /с	Q _{нб'} , м ³ /с	Q _{с.п.'} , м ³ /с	V _{вдхр} , км ³			Z _{вб} , м			Z _{нб} , м	Z _{нб} , м	N _{гэс} , МВт	N _{гар} , МВт
										V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
17	93	5	1	88	245	333	0	334	50	0,3655	0,0009	0,3646	27,00	26,99	26,99	3,94	22,65	66	62
18	93	5	1	88	596	684	0	685	50	0,3646	0,0021	0,3624	26,99	26,96	26,97	4,96	21,81	130	125
19	93	5	1	88	-38	50	0	51	50	0,3624	-0,0001	0,3626	26,96	26,96	26,96	2,25	24,51	11	по сан
20	93	5	1	88	-38	50	0	51	50	0,3626	-0,0001	0,3627	26,96	26,96	26,96	2,25	24,51	11	по сан
21	93	5	1	88	-38	50	0	51	50	0,3627	-0,00014	0,3628	26,96	26,96	26,96	2,25	24,51	11	по сан
22	93	5	1	88	-38	50	0	51	50	0,3628	-0,0001	0,3630	26,96	26,97	26,97	2,25	24,51	11	по сан
23	93	5	1	88	-38	50	0	51	50	0,3630	-0,0001	0,3631	26,97	26,97	26,97	2,25	24,51	11	по сан
0	93	5	1	88	-38	50	0	51	50	0,3631	-0,0001	0,3632	26,97	26,97	26,97	2,25	24,52	11	по сан
1	93	5	1	88	-38	50	0	51	50	0,3632	-0,0001	0,3634	26,97	26,97	26,97	2,25	24,52	11	по сан
2	93	5	1	88	-38	50	0	51	50	0,3634	-0,0001	0,3635	26,97	26,97	26,97	2,25	24,52	11	по сан
3	93	5	1	88	-38	50	0	51	50	0,3635	-0,0001	0,3637	26,97	26,98	26,97	2,25	24,52	11	по сан
4	93	5	1	88	-38	50	0	51	50	0,3637	-0,0001	0,3638	26,98	26,98	26,98	2,25	24,52	11	по сан
5	93	5	1	88	-38	50	0	51	50	0,3638	-0,0001	0,3639	26,98	26,98	26,98	2,25	24,52	11	по сан
6	93	5	1	88	-38	50	0	51	50	0,3639	-0,0001	0,3641	26,98	26,98	26,98	2,25	24,53	11	по сан
7	93	5	1	88	-38	50	0	51	50	0,3641	-0,0001	0,3642	26,98	26,98	26,98	2,25	24,53	11	по сан
8	93	5	1	88	-38	50	0	51	50	0,3642	-0,0001	0,3643	26,98	26,98	26,98	2,25	24,53	11	по сан
9	93	5	1	88	-38	50	0	51	50	0,3643	-0,0001	0,3645	26,98	26,99	26,99	2,25	24,53	11	по сан
10	93	5	1	88	-38	50	0	51	50	0,3645	-0,0001	0,3646	26,99	26,99	26,99	2,25	24,53	11	по сан
11	93	5	1	88	-38	50	0	51	50	0,3646	-0,0001	0,3647	26,99	26,99	26,99	2,25	24,54	11	по сан
12	93	5	1	88	-39	49	0	50	50	0,3647	-0,0001	0,3649	26,99	26,99	26,99	2,24	24,55	11	по сан
13	93	5	1	88	-39	49	0	50	50	0,3649	-0,0001	0,3650	26,99	26,99	26,99	2,24	24,55	11	по сан
14	93	5	1	88	-39	49	0	50	50	0,3650	-0,0001	0,3652	26,99	27,00	27,00	2,24	24,55	11	по сан
15	93	5	1	88	-39	49	0	50	50	0,3652	-0,0001	0,3653	27,00	27,00	27,00	2,24	24,55	11	по сан
16	93	5	1	88	-39	49	0	50	50	0,3653	-0,0001	0,3655	27,00	27,00	27,00	2,24	24,56	11	по сан

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Режим работы проектируемой ГЭС в феврале средневодного года

t, ч	Q _{быт} , м ³ /с	Q _{пот} , м ³ /с	Q _ф , м ³ /с	Q _{пол} , м ³ /с	Q _{вдхр} , м ³ /с	Q _{гэс} , м ³ /с	Q _{хол} , м ³ /с	Q _{нб} , м ³ /с	Q _{с.п.} , м ³ /с	V _{вдхр} , км ³			Z _{вб} , м			Z _{нб} , м	Z _{нб} , м	N _{гэс} , МВт	N _{гар} , МВт
										V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
18	106	4	1	102	428	530	0	531	50	0,3655	0,0015	0,3639	27,00	26,98	26,99	4,56	22	102	96
19	106	4	1	102	588	690	0	691	50	0,3639	0,0021	0,3618	26,98	26,95	26,96	4,98	22	130	124
20	106	4	1	102	97	199	0	200	50	0,3618	0,0003	0,3614	26,95	26,95	26,95	3,34	23	40	34
21	106	4	1	102	-53	49	0	50	50	0,3614	-0,0002	0,3616	26,95	26,95	26,95	2,24	24	11	сан
22	106	4	1	102	-53	49	0	50	50	0,3616	-0,0002	0,3618	26,95	26,95	26,95	2,24	24	11	сан
23	106	4	1	102	-53	49	0	50	50	0,3618	-0,0002	0,3620	26,95	26,95	26,95	2,24	24	11	сан
0	106	4	1	102	-53	49	0	50	50	0,3620	-0,0002	0,3622	26,95	26,96	26,95	2,24	24	11	сан
1	106	4	1	102	-53	49	0	50	50	0,3622	-0,0002	0,3624	26,96	26,96	26,96	2,24	24	11	сан
2	106	4	1	102	-53	49	0	50	50	0,3624	-0,0002	0,3626	26,96	26,96	26,96	2,24	24	11	сан
3	106	4	1	102	-53	49	0	50	50	0,3626	-0,0002	0,3628	26,96	26,96	26,96	2,24	24	11	сан
4	106	4	1	102	-53	49	0	50	50	0,3628	-0,0002	0,3630	26,96	26,97	26,96	2,24	24	11	сан
5	106	4	1	102	-53	49	0	50	50	0,3630	-0,0002	0,3632	26,97	26,97	26,97	2,24	24	11	сан
6	106	4	1	102	-53	49	0	50	50	0,3632	-0,0002	0,3634	26,97	26,97	26,97	2,24	24	11	сан
7	106	4	1	102	-53	49	0	50	50	0,3634	-0,0002	0,3635	26,97	26,97	26,97	2,24	24	11	сан
8	106	4	1	102	-53	49	0	50	50	0,3635	-0,0002	0,3637	26,97	26,98	26,98	2,24	24	11	сан
9	106	4	1	102	-53	49	0	50	50	0,3637	-0,0002	0,3639	26,98	26,98	26,98	2,24	24	11	сан
10	106	4	1	102	-53	49	0	50	50	0,3639	-0,0002	0,3641	26,98	26,98	26,98	2,24	24	11	сан
11	106	4	1	102	-53	49	0	50	50	0,3641	-0,0002	0,3643	26,98	26,98	26,98	2,24	24	11	сан
12	106	4	1	102	-53	49	0	50	50	0,3643	-0,0002	0,3645	26,98	26,99	26,99	2,24	24	11	сан
13	106	4	1	102	-53	49	0	50	50	0,3645	-0,0002	0,3647	26,99	26,99	26,99	2,24	24	11	сан
14	106	4	1	102	-53	49	0	50	50	0,3647	-0,0002	0,3649	26,99	26,99	26,99	2,24	24	11	сан
15	106	4	1	102	-53	49	0	50	50	0,3649	-0,0002	0,3651	26,99	26,99	26,99	2,24	24	11	сан
16	106	4	1	102	-53	49	0	50	50	0,3651	-0,0002	0,3653	26,99	27,00	27,00	2,24	24	11	сан
17	106	4	1	102	-53	49	0	50	50	0,3653	-0,0002	0,3655	27,00	27,00	27,00	2,24	24	11	сан

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Режим работы проектируемой ГЭС в марте среднегодового года

t, ч	Q _{быт} , м ³ /с	Q _{пот} , м ³ /с	Q _ф , м ³ /с	Q _{пол} , м ³ /с	Q _{вдхр} , м ³ /с	Q _{гэс} , м ³ /с	Q _{хол} , м ³ /с	Q _{нб} , м ³ /с	Q _{с.п.} , м ³ /с	V _{вдхр} , км ³			Z _{вв} , м			Z _{нб} , м	Z _{нб} , м	N _{гэс} , МВт	N _{гар} , МВт
										V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
20	120	4	1	116	571	687	0	688	50	0,3655	0,0021	0,3634	27,00	26,97	26,99	5	22	130	125
21	120	4	1	116	552	668	0	669	50	0,3634	0,0020	0,3614	26,97	26,94	26,96	5	22	127	121
22	120	4	1	116	-66	50	0	51	50	0,3614	-0,0002	0,3616	26,94	26,95	26,95	2	24	11	сан
23	120	4	1	116	-66	50	0	51	50	0,3616	-0,0002	0,3619	26,95	26,95	26,95	2	24	11	сан
0	120	4	1	116	-66	50	0	51	50	0,3619	-0,0002	0,3621	26,95	26,95	26,95	2	24	11	сан
1	120	4	1	116	-66	50	0	51	50	0,3621	-0,0002	0,3624	26,95	26,96	26,96	2	25	11	сан
2	120	4	1	116	-66	50	0	51	50	0,3624	-0,0002	0,3626	26,96	26,96	26,96	2	25	11	сан
3	120	4	1	116	-66	50	0	51	50	0,3626	-0,0002	0,3628	26,96	26,96	26,96	2	25	11	сан
4	120	4	1	116	-66	50	0	51	50	0,3628	-0,0002	0,3631	26,96	26,97	26,97	2	25	11	сан
5	120	4	1	116	-66	50	0	51	50	0,3631	-0,0002	0,3633	26,97	26,97	26,97	2	25	11	сан
6	120	4	1	116	-66	50	0	51	50	0,3633	-0,0002	0,3635	26,97	26,97	26,97	2	25	11	сан
7	120	4	1	116	-66	50	0	51	50	0,3635	-0,0002	0,3638	26,97	26,98	26,98	2	25	11	сан
8	120	4	1	116	-66	50	0	51	50	0,3638	-0,0002	0,3640	26,98	26,98	26,98	2	25	11	сан
9	120	4	1	116	-66	50	0	51	50	0,3640	-0,0002	0,3643	26,98	26,98	26,98	2	25	11	сан
10	120	4	1	116	103	219	0	220	50	0,3643	0,0004	0,3639	26,98	26,98	26,98	3	23	44	39
11	120	4	1	116	94	210	0	211	50	0,3639	0,0003	0,3635	26,98	26,97	26,98	3	23	43	37
12	120	4	1	116	-66	50	0	51	50	0,3635	-0,0002	0,3638	26,97	26,98	26,98	2	25	11	сан
13	120	4	1	116	-66	50	0	51	50	0,3638	-0,0002	0,3640	26,98	26,98	26,98	2	25	11	сан
14	120	4	1	116	-66	50	0	51	50	0,3640	-0,0002	0,3643	26,98	26,98	26,98	2	25	11	сан
15	120	4	1	116	-66	50	0	51	50	0,3643	-0,0002	0,3645	26,98	26,99	26,99	2	25	11	сан
16	120	4	1	116	-66	50	0	51	50	0,3645	-0,0002	0,3647	26,99	26,99	26,99	2	25	11	сан
17	120	4	1	116	-66	50	0	51	50	0,3647	-0,0002	0,3650	26,99	26,99	26,99	2	25	11	сан
18	120	4	1	116	-66	50	0	51	50	0,3650	-0,0002	0,3652	26,99	27,00	27,00	2	25	11	сан
19	120	4	1	116	-66	50	0	51	50	0,3652	-0,0002	0,3655	27,00	27,00	27,00	2	25	11	сан

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – Режим работы проектируемой ГЭС в апреле средневодного года

t, ч	Q _{быт} , м ³ /с	Q _{пот} , м ³ /с	Q _ф , м ³ /с	Q _{пол} , м ³ /с	Q _{вдхр} , м ³ /с	Q _{гэс} , м ³ /с	Q _{хол} , м ³ /с	Q _{нб} , м ³ /с	Q _{с.п.} , м ³ /с	V _{вдхр} , км ³			Z _{вв} , м			Z _{нб} , м	Z _{нб} , м	N _{гэс} , МВт	N _{гар} , МВт
										V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
9	399	5	1	394	289	683	0	684	50	0,3655	0,0010	0,3644	27,00	26,99	26,99	5	22	130	130
10	399	5	1	394	289	683	0	684	50	0,3644	0,0010	0,3634	26,99	26,97	26,98	5	22	130	130
11	399	5	1	394	289	683	0	684	50	0,3634	0,0010	0,3623	26,97	26,96	26,96	5	22	130	130
12	399	5	1	394	290	684	0	685	50	0,3623	0,0010	0,3613	26,96	26,94	26,95	5	22	130	130
13	399	5	1	394	290	684	0	685	50	0,3613	0,0010	0,3602	26,94	26,93	26,94	5	22	130	130
14	399	5	1	394	291	685	0	686	50	0,3602	0,0010	0,3592	26,93	26,91	26,92	5	22	130	130
15	399	5	1	394	291	685	0	686	50	0,3592	0,0010	0,3581	26,91	26,90	26,91	5	22	130	130
16	399	5	1	394	290	684	0	685	50	0,3581	0,0010	0,3571	26,90	26,89	26,89	5	22	130	130
17	399	5	1	394	292	686	0	687	50	0,3571	0,0011	0,3561	26,89	26,87	26,88	5	22	130	130
18	399	5	1	394	-344	50	0	51	50	0,3561	-0,0012	0,3573	26,87	26,89	26,88	2	24	11	сан
19	399	5	1	394	293	687	0	688	50	0,3573	0,0011	0,3562	26,89	26,88	26,88	5	22	130	130
20	399	5	1	394	294	688	0	689	50	0,3562	0,0011	0,3552	26,88	26,86	26,87	5	22	130	130
21	399	5	1	394	294	688	0	689	50	0,3552	0,0011	0,3541	26,86	26,85	26,85	5	22	130	130
22	399	5	1	394	292	686	0	687	50	0,3541	0,0011	0,3531	26,85	26,83	26,84	5	22	130	130
23	399	5	1	394	-344	50	0	51	50	0,3531	-0,0012	0,3543	26,83	26,85	26,84	2	24	11	сан
0	399	5	1	394	-344	50	0	51	50	0,3543	-0,0012	0,3555	26,85	26,87	26,86	2	24	11	сан
1	399	5	1	394	-344	50	0	51	50	0,3555	-0,0012	0,3568	26,87	26,88	26,87	2	24	11	сан
2	399	5	1	394	-344	50	0	51	50	0,3568	-0,0012	0,3580	26,88	26,90	26,89	2	24	11	сан
3	399	5	1	394	-344	50	0	51	50	0,3580	-0,0012	0,3593	26,90	26,92	26,91	2	24	11	сан
4	399	5	1	394	-344	50	0	51	50	0,3593	-0,0012	0,3605	26,92	26,93	26,92	2	24	11	сан
5	399	5	1	394	-344	50	0	51	50	0,3605	-0,0012	0,3617	26,93	26,95	26,94	2	24	11	сан
6	399	5	1	394	-344	50	0	51	50	0,3617	-0,0012	0,3630	26,95	26,97	26,96	2	25	11	сан
7	399	5	1	394	-344	50	0	51	50	0,3630	-0,0012	0,3642	26,97	26,98	26,97	2	25	11	сан
8	399	5	1	394	-344	50	0	51	50	0,3642	-0,0012	0,3655	26,98	27,00	26,99	2	25	11	сан

Продолжение приложения А

Таблица А.5 – Режим работы проектируемой ГЭС в мае среднегодового года

t, ч	Q _{быт} , м ³ /с	Q _{пот} , м ³ /с	Q _ф , м ³ /с	Q _{пол} , м ³ /с	Q _{вдхр} , м ³ /с	Q _{гэс} , м ³ /с	Q _{хол} , м ³ /с	Q _{нб} , м ³ /с	Q _{с.п.} , м ³ /с	V _{вдхр} , км ³			Z _{вб} , м			Z _{нб} , м	Z _{нб} , м	N _{гэс} , МВт	N _{гар} , МВт
										V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
9	456	6	1	450	237	687	0	688	50	0,3655	0,0009	0,3646	27,00	26,99	26,99	5	22	130	130
10	456	6	1	450	237	687	0	688	50	0,3646	0,0009	0,3637	26,99	26,98	26,98	5	22	130	130
11	456	6	1	450	238	688	0	689	50	0,3637	0,0009	0,3629	26,98	26,96	26,97	5	22	130	130
12	456	6	1	450	238	688	0	689	50	0,3629	0,0009	0,3620	26,96	26,95	26,96	5	22	130	130
13	456	6	1	450	238	688	0	689	50	0,3620	0,0009	0,3612	26,95	26,94	26,95	5	22	130	130
14	456	6	1	450	239	689	0	690	50	0,3612	0,0009	0,3603	26,94	26,93	26,94	5	22	130	130
15	456	6	1	450	239	689	0	690	50	0,3603	0,0009	0,3595	26,93	26,92	26,92	5	22	130	130
16	456	6	1	450	240	690	0	691	50	0,3595	0,0009	0,3586	26,92	26,91	26,91	5	22	130	130
17	456	6	1	450	240	690	0	691	50	0,3586	0,0009	0,3577	26,91	26,90	26,90	5	22	130	130
18	456	6	1	450	240	690	0	691	50	0,3577	0,0009	0,3569	26,90	26,88	26,89	5	22	130	130
19	456	6	1	450	240	690	0	691	50	0,3569	0,0009	0,3560	26,88	26,87	26,88	5	22	130	130
20	456	6	1	450	241	691	0	692	50	0,3560	0,0009	0,3551	26,87	26,86	26,87	5	22	130	130
21	456	6	1	450	242	692	0	693	50	0,3551	0,0009	0,3543	26,86	26,85	26,85	5	22	130	130
22	456	6	1	450	242	692	0	693	50	0,3543	0,0009	0,3534	26,85	26,84	26,84	5	22	130	130
23	456	6	1	450	242	692	0	693	50	0,3534	0,0009	0,3525	26,84	26,83	26,83	5	22	130	130
0	456	6	1	450	-393	57	0	58	50	0,3525	-0,0014	0,3539	26,83	26,84	26,83	2	24	12	12
1	456	6	1	450	-400	50	0	51	50	0,3539	-0,0014	0,3554	26,84	26,86	26,85	2	24	11	сан
2	456	6	1	450	-400	50	0	51	50	0,3554	-0,0014	0,3568	26,86	26,88	26,87	2	24	11	сан
3	456	6	1	450	-400	50	0	51	50	0,3568	-0,0014	0,3583	26,88	26,90	26,89	2	24	11	сан
4	456	6	1	450	-400	50	0	51	50	0,3583	-0,0014	0,3597	26,90	26,92	26,91	2	24	11	сан
5	456	6	1	450	-400	50	0	51	50	0,3597	-0,0014	0,3611	26,92	26,94	26,93	2	24	11	сан
6	456	6	1	450	-400	50	0	51	50	0,3611	-0,0014	0,3626	26,94	26,96	26,95	2	24	11	сан
7	456	6	1	450	-400	50	0	51	50	0,3626	-0,0014	0,3640	26,96	26,98	26,97	2	25	11	сан
8	456	6	1	450	-400	50	0	51	50	0,3640	-0,0014	0,3655	26,98	27,00	26,99	2	25	11	сан

Продолжение приложения А

Таблица А.6 – Режим работы проектируемой ГЭС в июне средневодного года

t, ч	Q _{быт} , м ³ /с	Q _{пот} , м ³ /с	Q _ф , м ³ /с	Q _{пол} , м ³ /с	Q _{вдхр} , м ³ /с	Q _{гэс} , м ³ /с	Q _{хол} , м ³ /с	Q _{нб} , м ³ /с	Q _{с.п.} , м ³ /с	V _{вдхр} , км ³			Z _{вб} , м			Z _{нб} , м	Z _{нб} , м	N _{гэс} , МВт	N _{гар} , МВт
										V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
9	722	9	1	713	0	685	28	714	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	5	22	130	130
10	722	9	1	713	0	685	28	714	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	5	22	130	130
11	722	9	1	713	0	685	28	714	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	5	22	130	130
12	722	9	1	713	0	685	28	714	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	5	22	130	130
13	722	9	1	713	0	685	28	714	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	5	22	130	130
14	722	9	1	713	0	685	28	714	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	5	22	130	130
15	722	9	1	713	0	685	28	714	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	5	22	130	130
16	722	9	1	713	0	685	28	714	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	5	22	130	130
17	722	9	1	713	0	685	28	714	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	5	22	130	130
18	722	9	1	713	0	685	28	714	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	5	22	130	130
19	722	9	1	713	0	685	28	714	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	5	22	130	130
20	722	9	1	713	0	685	28	714	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	5	22	130	130
21	722	9	1	713	0	685	28	714	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	5	22	130	130
22	722	9	1	713	0	685	28	714	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	5	22	130	130
23	722	9	1	713	0	685	28	714	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	5	22	130	130
0	722	9	1	713	0	685	28	714	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	5	22	130	130
1	722	9	1	713	0	685	28	714	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	5	22	130	130
2	722	9	1	713	0	685	28	714	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	5	22	130	130
3	722	9	1	713	0	685	28	714	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	5	22	130	130
4	722	9	1	713	0	685	28	714	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	5	22	130	130
5	722	9	1	713	0	685	28	714	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	5	22	130	130
6	722	9	1	713	0	685	28	714	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	5	22	130	130
7	722	9	1	713	0	685	28	714	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	5	22	130	130
8	722	9	1	713	0	658	55	714	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	5	22	125	125

Продолжение приложения А

Таблица А.7 – Режим работы проектируемой ГЭС в июле среднводного года

t, ч	Q _{быт} , м ³ /с	Q _{пот} , м ³ /с	Q _ф , м ³ /с	Q _{пол} , м ³ /с	Q _{вдхр} , м ³ /с	Q _{гэс} , м ³ /с	Q _{хол} , м ³ /с	Q _{нб} , м ³ /с	Q _{с.п.} , м ³ /с	V _{вдхр} , км ³			Z _{вб} , м			Z _{нб} , м	Z _{нб} , м	N _{гэс} , МВт	N _{гар} , МВт
										V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
9	949	13	1	936	0	701	235	937	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	6	21	130	130
10	949	13	1	936	0	701	235	937	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	6	21	130	130
11	949	13	1	936	0	701	235	937	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	6	21	130	130
12	949	13	1	936	0	701	235	937	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	6	21	130	130
13	949	13	1	936	0	701	235	937	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	6	21	130	130
14	949	13	1	936	0	701	235	937	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	6	21	130	130
15	949	13	1	936	0	701	235	937	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	6	21	130	130
16	949	13	1	936	0	701	235	937	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	6	21	130	130
17	949	13	1	936	0	701	235	937	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	6	21	130	130
18	949	13	1	936	0	701	235	937	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	6	21	130	130
19	949	13	1	936	0	701	235	937	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	6	21	130	130
20	949	13	1	936	0	701	235	937	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	6	21	130	130
21	949	13	1	936	0	701	235	937	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	6	21	130	130
22	949	13	1	936	0	701	235	937	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	6	21	130	130
23	949	13	1	936	0	701	235	937	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	6	21	130	130
0	949	13	1	936	0	701	235	937	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	6	21	130	130
1	949	13	1	936	0	701	235	937	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	6	21	130	130
2	949	13	1	936	0	701	235	937	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	6	21	130	130
3	949	13	1	936	0	701	235	937	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	6	21	130	130
4	949	13	1	936	0	701	235	937	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	6	21	130	130
5	949	13	1	936	0	701	235	937	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	6	21	130	130
6	949	13	1	936	0	701	235	937	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	6	21	130	130
7	949	13	1	936	0	701	235	937	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	6	21	130	130
8	949	13	1	936	0	701	235	937	50	0,3655	0,0000	0,3655	27,00	27,00	27,00	6	21	130	130

Продолжение приложения А

Таблица А.8 – Режим работы проектируемой ГЭС в августе средневодного года

t, ч	Q _{быт} , м ³ /с	Q _{пот} , м ³ /с	Q _ф , м ³ /с	Q _{пол} , м ³ /с	Q _{вдхр} , м ³ /с	Q _{гэс} , м ³ /с	Q _{хол} , м ³ /с	Q _{нб} , м ³ /с	Q _{с.п.} , м ³ /с	V _{вдхр} , км ³			Z _{вб} , м			Z _{нб} , м	Z _{нб} , м	N _{гэс} , МВт	N _{гар} , МВт
										V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
10	364	7	1	357	330	687	0	688	50	0,3655	0,0011	0,3643	27,00	26,98	26,99	5	22	130	130
11	364	7	1	357	330	687	0	688	50	0,3643	0,0011	0,3631	26,98	26,97	26,98	5	22	130	130
12	364	7	1	357	330	687	0	688	50	0,3631	0,0011	0,3619	26,97	26,95	26,96	5	22	130	130
13	364	7	1	357	330	687	0	688	50	0,3619	0,0011	0,3607	26,95	26,94	26,94	5	22	130	130
14	364	7	1	357	330	687	0	688	50	0,3607	0,0011	0,3596	26,94	26,92	26,93	5	22	130	130
15	364	7	1	357	330	687	0	688	50	0,3596	0,0011	0,3584	26,92	26,90	26,91	5	22	130	130
16	364	7	1	357	330	687	0	688	50	0,3584	0,0011	0,3572	26,90	26,89	26,90	5	22	130	130
17	364	7	1	357	330	687	0	688	50	0,3572	0,0011	0,3560	26,89	26,87	26,88	5	22	130	130
18	364	7	1	357	-307	50	0	51	50	0,3560	-0,0011	0,3571	26,87	26,89	26,88	2	24	11	сан
19	364	7	1	357	330	687	0	688	50	0,3571	0,0011	0,3559	26,89	26,87	26,88	5	22	130	130
20	364	7	1	357	330	687	0	688	50	0,3559	0,0011	0,3547	26,87	26,85	26,86	5	22	130	130
21	364	7	1	357	330	687	0	688	50	0,3547	0,0011	0,3535	26,85	26,84	26,85	5	22	130	130
22	364	7	1	357	54	411	0	412	50	0,3535	0,0001	0,3533	26,84	26,84	26,84	4	22	80	80
23	364	7	1	357	-307	50	0	51	50	0,3533	-0,0011	0,3544	26,84	26,85	26,84	2	24	11	сан
0	364	7	1	357	-307	50	0	51	50	0,3544	-0,0011	0,3556	26,85	26,87	26,86	2	24	11	сан
1	364	7	1	357	-307	50	0	51	50	0,3556	-0,0011	0,3567	26,87	26,88	26,87	2	24	11	сан
2	364	7	1	357	-307	50	0	51	50	0,3567	-0,0011	0,3578	26,88	26,90	26,89	2	24	11	сан
3	364	7	1	357	-307	50	0	51	50	0,3578	-0,0011	0,3589	26,90	26,91	26,90	2	24	11	сан
4	364	7	1	357	-307	50	0	51	50	0,3589	-0,0011	0,3600	26,91	26,93	26,92	2	24	11	сан
5	364	7	1	357	-307	50	0	51	50	0,3600	-0,0011	0,3611	26,93	26,94	26,93	2	24	11	сан
6	364	7	1	357	-307	50	0	51	50	0,3611	-0,0011	0,3622	26,94	26,96	26,95	2	24	11	сан
7	364	7	1	357	-307	50	0	51	50	0,3622	-0,0011	0,3633	26,96	26,97	26,96	2	25	11	сан
8	364	7	1	357	-307	50	0	51	50	0,3633	-0,0011	0,3644	26,97	26,99	26,98	2	25	11	сан
9	364	7	1	357	-307	50	0	51	50	0,3644	-0,0011	0,3655	26,99	27,00	26,99	2	25	11	сан

Продолжение приложения А

Таблица А.9 – Режим работы проектируемой ГЭС в сентябре средневодного года

t, ч	Q _{быт} , м ³ /с	Q _{пот} , м ³ /с	Q _ф , м ³ /с	Q _{пол} , м ³ /с	Q _{вдхр} , м ³ /с	Q _{гэс} , м ³ /с	Q _{хол} , м ³ /с	Q _{нб} , м ³ /с	Q _{с.п.} , м ³ /с	V _{вдхр} , км ³			Z _{вб} , м			Z _{нб} , м	Z _{нб} , м	N _{гэс} , МВт	N _{гар} , МВт
										V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
10	277	7	1	270	417	687	0	688	50	0,3655	0,0015	0,3640	27,00	26,98	26,99	5	22	130	130
11	277	7	1	270	417	687	0	688	50	0,3640	0,0015	0,3625	26,98	26,96	26,97	5	22	130	130
12	277	7	1	270	417	687	0	688	50	0,3625	0,0015	0,3610	26,96	26,94	26,95	5	22	130	130
13	277	7	1	270	417	687	0	688	50	0,3610	0,0015	0,3595	26,94	26,92	26,93	5	22	130	130
14	277	7	1	270	417	687	0	688	50	0,3595	0,0015	0,3580	26,92	26,90	26,91	5	22	130	130
15	277	7	1	270	417	687	0	688	50	0,3580	0,0015	0,3565	26,90	26,88	26,89	5	22	130	130
16	277	7	1	270	-220	50	0	51	50	0,3565	-0,0008	0,3573	26,88	26,89	26,88	2	24	11	сан
17	277	7	1	270	-220	50	0	51	50	0,3573	-0,0008	0,3581	26,89	26,90	26,89	2	24	11	сан
18	277	7	1	270	-220	50	0	51	50	0,3581	-0,0008	0,3589	26,90	26,91	26,91	2	24	11	сан
19	277	7	1	270	417	687	0	688	50	0,3589	0,0015	0,3574	26,91	26,89	26,90	5	22	130	130
20	277	7	1	270	417	687	0	688	50	0,3574	0,0015	0,3559	26,89	26,87	26,88	5	22	130	130
21	277	7	1	270	-36	234	0	235	50	0,3559	-0,0001	0,3560	26,87	26,87	26,87	4	23	47	47
22	277	7	1	270	-220	50	0	51	50	0,3560	-0,0008	0,3568	26,87	26,88	26,88	2	24	11	сан
23	277	7	1	270	-220	50	0	51	50	0,3568	-0,0008	0,3576	26,88	26,89	26,89	2	24	11	сан
0	277	7	1	270	-220	50	0	51	50	0,3576	-0,0008	0,3584	26,89	26,90	26,90	2	24	11	сан
1	277	7	1	270	-220	50	0	51	50	0,3584	-0,0008	0,3592	26,90	26,91	26,91	2	24	11	сан
2	277	7	1	270	-220	50	0	51	50	0,3592	-0,0008	0,3600	26,91	26,93	26,92	2	24	11	сан
3	277	7	1	270	-220	50	0	51	50	0,3600	-0,0008	0,3607	26,93	26,94	26,93	2	24	11	сан
4	277	7	1	270	-220	50	0	51	50	0,3607	-0,0008	0,3615	26,94	26,95	26,94	2	24	11	сан
5	277	7	1	270	-220	50	0	51	50	0,3615	-0,0008	0,3623	26,95	26,96	26,95	2	24	11	сан
6	277	7	1	270	-220	50	0	51	50	0,3623	-0,0008	0,3631	26,96	26,97	26,96	2	25	11	сан
7	277	7	1	270	-220	50	0	51	50	0,3631	-0,0008	0,3639	26,97	26,98	26,97	2	25	11	сан
8	277	7	1	270	-220	50	0	51	50	0,3639	-0,0008	0,3647	26,98	26,99	26,98	2	25	11	сан
9	277	7	1	270	-220	50	0	51	50	0,3647	-0,0008	0,3655	26,99	27,00	27,00	2	25	11	сан

Продолжение приложения А

Таблица А.10 – Режим работы проектируемой ГЭС в октябре средневодного года

t, ч	Q _{быт} , м ³ /с	Q _{пот} , м ³ /с	Q _ф , м ³ /с	Q _{пол} , м ³ /с	Q _{вдхр} , м ³ /с	Q _{гэс} , м ³ /с	Q _{хол} , м ³ /с	Q _{нб} , м ³ /с	Q _{с.п.} , м ³ /с	V _{вдхр} , км ³			Z _{вб} , м			Z _{нб} , м	Z _{нб} , м	N _{гэс} , МВт	N _{гар} , МВт
										V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
10	252	4	1	248	126	374	0	375	50	0,3655	0,0005	0,3650	27,00	26,99	27,00	4	23	74	67
11	252	4	1	248	277	525	0	526	50	0,3650	0,0010	0,3640	26,99	26,98	26,99	5	22	102	95
12	252	4	1	248	293	541	0	542	50	0,3640	0,0011	0,3629	26,98	26,97	26,97	5	22	104	98
13	252	4	1	248	219	467	0	468	50	0,3629	0,0008	0,3622	26,97	26,96	26,96	4	22	91	84
14	252	4	1	248	155	403	0	404	50	0,3622	0,0006	0,3616	26,96	26,95	26,95	4	23	79	72
15	252	4	1	248	-14	234	0	235	50	0,3616	-0,0001	0,3616	26,95	26,95	26,95	4	23	47	41
16	252	4	1	248	41	289	0	290	50	0,3616	0,0001	0,3615	26,95	26,95	26,95	4	23	58	51
17	252	4	1	248	216	464	0	465	50	0,3615	0,0008	0,3607	26,95	26,94	26,94	4	22	90	83
18	252	4	1	248	441	689	0	690	50	0,3607	0,0016	0,3591	26,94	26,91	26,92	5	22	130	124
19	252	4	1	248	442	690	0	691	50	0,3591	0,0016	0,3575	26,91	26,89	26,90	5	22	130	124
20	252	4	1	248	391	639	0	640	50	0,3575	0,0014	0,3561	26,89	26,87	26,88	5	22	121	115
21	252	4	1	248	-199	49	0	50	50	0,3561	-0,0007	0,3569	26,87	26,88	26,88	2	24	11	сан
22	252	4	1	248	-199	49	0	50	50	0,3569	-0,0007	0,3576	26,88	26,89	26,89	2	24	11	сан
23	252	4	1	248	-199	49	0	50	50	0,3576	-0,0007	0,3583	26,89	26,90	26,90	2	24	11	сан
0	252	4	1	248	-199	49	0	50	50	0,3583	-0,0007	0,3590	26,90	26,91	26,91	2	24	11	сан
1	252	4	1	248	-199	49	0	50	50	0,3590	-0,0007	0,3597	26,91	26,92	26,92	2	24	11	сан
2	252	4	1	248	-199	49	0	50	50	0,3597	-0,0007	0,3604	26,92	26,93	26,93	2	24	11	сан
3	252	4	1	248	-199	49	0	50	50	0,3604	-0,0007	0,3612	26,93	26,94	26,94	2	24	11	сан
4	252	4	1	248	-199	49	0	50	50	0,3612	-0,0007	0,3619	26,94	26,95	26,95	2	25	11	сан
5	252	4	1	248	-199	49	0	50	50	0,3619	-0,0007	0,3626	26,95	26,96	26,96	2	25	11	сан
6	252	4	1	248	-199	49	0	50	50	0,3626	-0,0007	0,3633	26,96	26,97	26,97	2	25	11	сан
7	252	4	1	248	-199	49	0	50	50	0,3633	-0,0007	0,3640	26,97	26,98	26,98	2	25	11	сан
8	252	4	1	248	-199	49	0	50	50	0,3640	-0,0007	0,3647	26,98	26,99	26,99	2	25	11	сан
9	252	4	1	248	-199	49	0	50	50	0,3647	-0,0007	0,3655	26,99	27,00	27,00	2	25	11	сан

Продолжение приложения А

Таблица А.11 – Режим работы проектируемой ГЭС в ноябре средневодного года

t, ч	Q _{быт} , м ³ /с	Q _{пот} , м ³ /с	Q _ф , м ³ /с	Q _{пол} , м ³ /с	Q _{вдхр} , м ³ /с	Q _{гэс} , м ³ /с	Q _{хол} , м ³ /с	Q _{нб} , м ³ /с	Q _{с.п.} , м ³ /с	V _{вдхр} , км ³			Z _{вб} , м			Z _{нб} , м	Z _{нб} , м	N _{гэс} , МВт	N _{гар} , МВт
										V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
10	226	4	1	222	178	400	0	401	50	0,3655	0,0006	0,3648	27,00	26,99	27,00	4	23	79	71
11	226	4	1	222	194	416	0	417	50	0,3648	0,0007	0,3641	26,99	26,98	26,99	4	23	82	74
12	226	4	1	222	64	286	0	287	50	0,3641	0,0002	0,3639	26,98	26,98	26,98	4	23	57	49
13	226	4	1	222	41	263	0	264	50	0,3639	0,0005	0,3637	26,98	26,98	26,98	4	23	53	45
14	226	4	1	222	191	413	0	414	50	0,3637	0,0007	0,3630	26,98	26,97	26,97	4	23	81	73
15	226	4	1	222	-172	50	0	51	50	0,3630	-0,0006	0,3637	26,97	26,98	26,97	2	25	11	сан
16	226	4	1	222	178	400	0	401	50	0,3637	0,0006	0,3630	26,98	26,97	26,97	4	23	79	71
17	226	4	1	222	462	684	0	685	50	0,3630	0,0017	0,3614	26,97	26,94	26,96	5	22	130	122
18	226	4	1	222	467	689	0	690	50	0,3614	0,0017	0,3597	26,94	26,92	26,93	5	22	130	123
19	226	4	1	222	468	690	0	691	50	0,3597	0,0017	0,3580	26,92	26,90	26,91	5	22	130	123
20	226	4	1	222	165	387	0	388	50	0,3580	0,0006	0,3574	26,90	26,89	26,89	4	23	76	68
21	226	4	1	222	-172	50	0	51	50	0,3574	-0,0006	0,3580	26,89	26,90	26,89	2	24	11	сан
22	226	4	1	222	-172	50	0	51	50	0,3580	-0,0006	0,3586	26,90	26,91	26,90	2	24	11	сан
23	226	4	1	222	-172	50	0	51	50	0,3586	-0,0006	0,3593	26,91	26,92	26,91	2	24	11	сан
0	226	4	1	222	-172	50	0	51	50	0,3593	-0,0006	0,3599	26,92	26,92	26,92	2	24	11	сан
1	226	4	1	222	-172	50	0	51	50	0,3599	-0,0006	0,3605	26,92	26,93	26,93	2	24	11	сан
2	226	4	1	222	-172	50	0	51	50	0,3605	-0,0006	0,3611	26,93	26,94	26,94	2	24	11	сан
3	226	4	1	222	-172	50	0	51	50	0,3611	-0,0006	0,3617	26,94	26,95	26,95	2	24	11	сан
4	226	4	1	222	-172	50	0	51	50	0,3617	-0,0006	0,3624	26,95	26,96	26,95	2	25	11	сан
5	226	4	1	222	-172	50	0	51	50	0,3624	-0,0006	0,3630	26,96	26,97	26,96	2	25	11	сан
6	226	4	1	222	-172	50	0	51	50	0,3630	-0,0006	0,3636	26,97	26,97	26,97	2	25	11	сан
7	226	4	1	222	-172	50	0	51	50	0,3636	-0,0006	0,3642	26,97	26,98	26,98	2	25	11	сан
8	226	4	1	222	-172	50	0	51	50	0,3642	-0,0006	0,3648	26,98	26,99	26,99	2	25	11	сан
9	226	4	1	222	-172	50	0	51	50	0,3648	-0,0006	0,3655	26,99	27,00	27,00	2	25	11	сан

Таблица А.12 – Режим работы проектируемой ГЭС в декабре средневодного года
Продолжение приложения А

t, ч	Q _{быт} , м ³ /с	Q _{пот} , м ³ /с	Q _ф , м ³ /с	Q _{пол} , м ³ /с	Q _{вдхр} , м ³ /с	Q _{гэс} , м ³ /с	Q _{хол} , м ³ /с	Q _{нб} , м ³ /с	Q _{с.п.} , м ³ /с	V _{вдхр} , км ³			Z _{вб} , м			Z _{нб} , м	Z _{нб} , м	N _{гэс} , МВт	N _{гар} , МВт
										V _{нач}	ΔV	V _{кон}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
10	215	7	1	208	145	353	0	354	50	0,3655	0,0005	0,3650	27,00	26,99	27,00	4	23	70	60
11	215	7	1	208	242	450	0	451	50	0,3650	0,0009	0,3641	26,99	26,98	26,99	4	22	88	78
12	215	7	1	208	91	299	0	300	50	0,3641	0,0003	0,3638	26,98	26,98	26,98	4	23	60	49
13	215	7	1	208	106	314	0	315	50	0,3638	0,0004	0,3634	26,98	26,97	26,97	4	23	63	52
14	215	7	1	208	83	291	0	292	50	0,3634	0,0003	0,3631	26,97	26,97	26,97	4	23	58	48
15	215	7	1	208	71	279	0	280	50	0,3631	0,0003	0,3628	26,97	26,96	26,97	4	23	56	45
16	215	7	1	208	122	330	0	331	50	0,3628	0,0004	0,3624	26,96	26,96	26,96	4	23	66	55
17	215	7	1	208	480	688	0	689	50	0,3624	0,0017	0,3607	26,96	26,93	26,95	5	22	130	120
18	215	7	1	208	366	574	0	575	50	0,3607	0,0013	0,3594	26,93	26,92	26,93	5	22	110	100
19	215	7	1	208	241	449	0	450	50	0,3594	0,0009	0,3585	26,92	26,91	26,91	4	22	87	77
20	215	7	1	208	107	315	0	316	50	0,3585	0,0004	0,3581	26,91	26,90	26,90	4	23	63	52
21	215	7	1	208	-158	50	0	51	50	0,3581	-0,0006	0,3587	26,90	26,91	26,90	2	24	11	сан
22	215	7	1	208	-158	50	0	51	50	0,3587	-0,0006	0,3592	26,91	26,92	26,91	2	24	11	сан
23	215	7	1	208	-158	50	0	51	50	0,3592	-0,0006	0,3598	26,92	26,92	26,92	2	24	11	сан
0	215	7	1	208	-158	50	0	51	50	0,3598	-0,0006	0,3604	26,92	26,93	26,93	2	24	11	сан
1	215	7	1	208	-158	50	0	51	50	0,3604	-0,0006	0,3609	26,93	26,94	26,93	2	24	11	сан
2	215	7	1	208	-158	50	0	51	50	0,3609	-0,0006	0,3615	26,94	26,95	26,94	2	24	11	сан
3	215	7	1	208	-158	50	0	51	50	0,3615	-0,0006	0,3621	26,95	26,95	26,95	2	24	11	сан
4	215	7	1	208	-158	50	0	51	50	0,3621	-0,0006	0,3627	26,95	26,96	26,96	2	25	11	сан
5	215	7	1	208	-158	50	0	51	50	0,3627	-0,0006	0,3632	26,96	26,97	26,97	2	25	11	сан
6	215	7	1	208	-158	50	0	51	50	0,3632	-0,0006	0,3638	26,97	26,98	26,97	2	25	11	сан
7	215	7	1	208	-158	50	0	51	50	0,3638	-0,0006	0,3644	26,98	26,99	26,98	2	25	11	сан
8	215	7	1	208	-158	50	0	51	50	0,3644	-0,0006	0,3649	26,99	26,99	26,99	2	25	11	сан
9	215	7	1	208	-158	50	0	51	50	0,3649	-0,0006	0,3655	26,99	27,00	27,00	2	25	11	сан

Продолжение приложения А

Таблица А.13 – Данные суточного графика нагрузки для зимних и летних суток

t, ч	Зима		Лето	
	$P_{РДУ} (1,77), \text{МВт}$	$P_{ОДУ}, \text{МВт}$	$P_{РДУ}(1,77), \text{МВт}$	$P_{ОДУ}, \text{МВт}$
0	6477	8600	4859	11465
1	6239	8107	4580	11043
2	6024	7733	4369	10662
3	5959	7517	4247	10548
4	5909	7319	4135	10459
5	5940	7367	4162	10514
6	6125	7613	4301	10842
7	6463	8037	4541	11439
8	6833	8650	4887	12095
9	7282	9303	5256	12889
10	7360	9622	5436	13028
11	7360	9622	5436	13027
12	7290	9546	5393	12903
13	7254	9562	5402	12839
14	7287	9621	5436	12898
15	7288	9564	5403	12900
16	7387	9426	5325	13075
17	7523	9353	5284	13316
18	7547	9334	5273	13359
19	7504	9320	5266	13282
20	7353	9172	5182	13014
21	7288	9110	5147	12900
22	7094	8999	5084	12557
23	6833	8804	4974	12095

Продолжение приложения А

Таблица А.14 – Данные для построения ИКН зимних суток

Р, МВт	Р _{ранж} , МВт	ΔР, МВт	ΔЭ, МВт·ч	Δt, ч	ΔР _Σ , МВт	ΔЭ _Σ , МВт·ч
6477	7547	24	24	1	24	24
6239	7523	19	38	2	43	62
6024	7504	117	351	3	160	413
5959	7387	27	108	4	187	521
5909	7360	0	0	5	187	521
5940	7360	7	42	6	194	563
6125	7353	63	441	7	257	1004
6463	7290	2	16	8	259	1020
6833	7288	0	0	9	259	1020
7282	7288	1	10	10	260	1030
7360	7287	5	55	11	265	1085
7360	7282	28	336	12	293	1421
7290	7254	160	2080	13	453	3501
7254	7094	261	3654	14	714	7155
7287	6833	0	0	15	714	7155
7288	6833	356	5696	16	1070	12851
7387	6477	14	238	17	1084	13089
7523	6463	224	4032	18	1308	17121
7547	6239	114	2166	19	1422	19287
7504	6125	101	2020	20	1523	21307
7353	6024	65	1365	21	1588	22672
7288	5959	19	418	22	1607	23090
7094	5940	31	713	23	1638	23803
6833	5909	5909	141816	24	7547	165619

Продолжение приложения А

Таблица А.15 – Данные для построения ИКН летних суток

P , МВт	$P_{\text{ранж}}$, МВт	ΔP , МВт	$\Delta \mathcal{E}$, МВт · ч	Δt , ч	ΔP_{Σ} , МВт	$\Delta \mathcal{E}_{\Sigma}$, МВт · ч
4859	5436	0	0	1	0	0
4580	5436	1	1	2	1	1
4369	5436	32	97	3	33	98
4247	5403	1	5	4	34	102
4135	5402	9	45	5	43	147
4162	5393	68	407	6	111	554
4301	5325	41	289	7	152	843
4541	5284	11	86	8	163	929
4887	5273	8	71	9	171	1000
5256	5266	10	96	10	180	1096
5436	5256	74	814	11	254	1910
5436	5182	35	420	12	289	2331
5393	5147	63	815	13	352	3146
5402	5084	110	1542	14	462	4688
5436	4974	87	1305	15	549	5993
5403	4887	28	452	16	577	6445
5325	4859	279	4735	17	856	11180
5284	4580	40	712	18	895	11892
5273	4541	172	3263	19	1067	15155
5266	4369	68	1356	20	1135	16511
5182	4301	54	1139	21	1189	17650
5147	4247	85	1864	22	1274	19515
5084	4162	27	624	23	1301	20138
4974	4135	4135	99241	24	5436	119379

Продолжение приложения А

Таблица А.16 – График баланса мощности энергосистемы

ЭС			Проектируемая ГЭС			Существующие ГЭС				ТЭС			
P_t^{\max} , МВт	$P_{\text{авар}}$, МВт	$P_{\text{нагр}}$, МВт	$N_{\text{раб}}$, МВт	$N_{\text{нагр}}$, МВт	$N_{\text{рем}}$, МВт	$N_{\text{раб}}$, МВт	$N_{\text{авар}}$, МВт	$N_{\text{нагр}}$, МВт	$N_{\text{рем}}$, МВт	$N_{\text{раб}}$, МВт	$N_{\text{авар}}$, МВт	$N_{\text{нагр}}$, МВт	$N_{\text{рем}}$, МВт
7512	751	150	130	3		6084	487	122		6041	483	121	
7239	724	145	130	3		5863	469	117		5825	466	117	
6767	677	135	130	3	8,5	5482	439	110		5444	436	109	
6221	622	124	130	3		5041	403	101		4914	393	98	255
5747	575	115	130	3		4658	373	93		4513	361	90	541
5473	547	109	130	3		4436	355	89		4224	338	84	840
5471	547	109	130	3		4434	355	89		4264	341	85	808
5742	574	115	130	3		4653	372	93		4557	365	91	590
6213	621	124	130	3	8,5	5035	403	101		4947	396	99	228
6759	676	135	130	3		5475	438	110	38	5395	432	108	
7233	723	145	130	3		5859	469	117	38	5790	463	116	
7510	751	150	130	3		6082	487	122		6019	482	120	

Продолжение приложения А

Таблица А.17 – Определение среднегодовой выработки

Месяц	$\mathcal{E}_{\text{сут}}$, млн кВт · ч	$\mathcal{E}_{\text{мес}}$, млн кВт · ч	$\bar{\mathcal{E}}$, млн кВт · ч
январь	4,71	146,05	981,72
февраль	6,51	188,84	
март	8,27	256,27	
апрель	40,56	1216,80	
май	47,09	1459,73	
июнь	74,76	2242,80	
июль	74,88	2321,28	
август	36,24	1123,44	
сентябрь	26,09	782,64	
октябрь	24,66	764,61	
ноябрь	21,52	645,64	
декабрь	20,41	632,59	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Универсальная характеристика

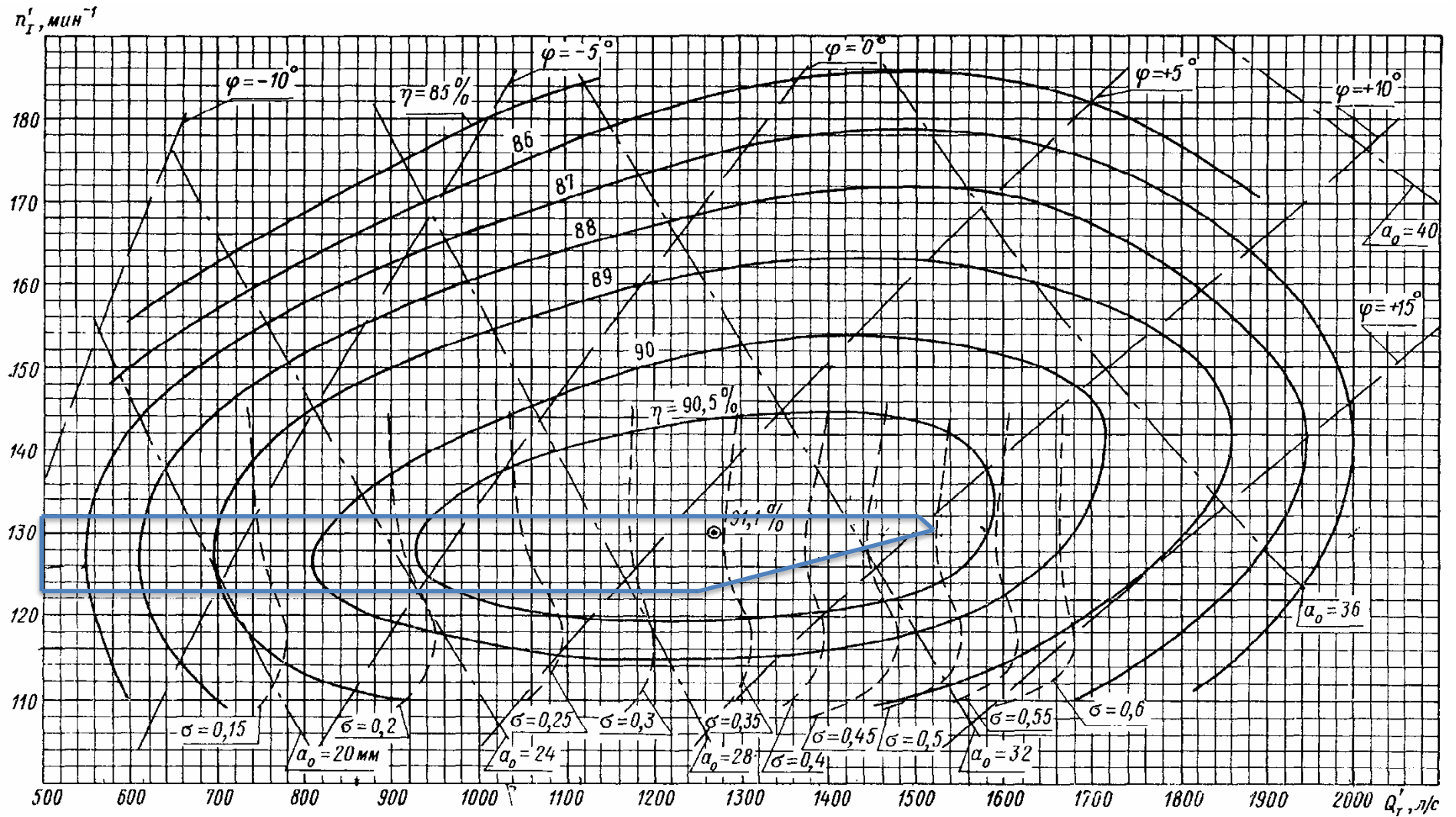


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика ПЛ306 – В – 500

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Уставки и матрица отключений защит

Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки		
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. Защита продольная	IΔG	Ток срабатывания, I _{ср.0}	0,15 · I _Н	0,61 А
		Коэффициент торможения, K _T	0,3	–
		Уставка начального торможения, I _{нт}	0,5 · I _Н	2,02 А
		Тормозной ток, В	1,5 · I _Н	6,05 А
ЗЗГ	U ₀	t ₁	U _{01G}	–
		t ₂	U _{02G}	–
		t ₃	U _{0G}	–
	U ₀₃	Коэффициент торможения, K _T	1,1	–
ЗПН	U >	2 ступень	U _{ср2}	1,4 · U _Н
		1 ступень	U _{ср1}	1,2 · U _Н
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I ₂	СО	I _{2сигн}	0,07 · I _Н
		ПО	I _{2пуск}	0,18 · I _Н
		ОТС I	I _{2с.з.}	0,34 · I _Н
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I ₁	СО	I _{сигн}	1,07 · I _Н
		ПО	I _{1пуск}	1,1 · I _Н
		ОТС	I _{1отс}	1,531 · I _{НОМ}
ДЗ	Z <	1 ступень	Z _I	0,077
		2 ступень	Z _{II}	0,35
Защита ротора от перегрузки	I _p	СО	I _{p сигн.}	1,07 · I _{НОМ,Р}
		ПО	I _{p пуск.}	1,1 · I _{НОМ,Р}
		Отсечка	I _{p пуск.}	2,398 · I _{НОМ,Р}

Продолжение приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений защит

Защиты		Отключен ие В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключ. СВ	Отключен ие В-110 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупре дительны й сигнал	
Наименование	Обозначение									
Диф. Защита продольная	IΔG	+	+	+	+					
ЗЗГ	U ₀	t ₁							+	
		t ₂								
		t ₃	+	+	+				+	
	U ₀₃	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	+	+						

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Этапы реализации проекта

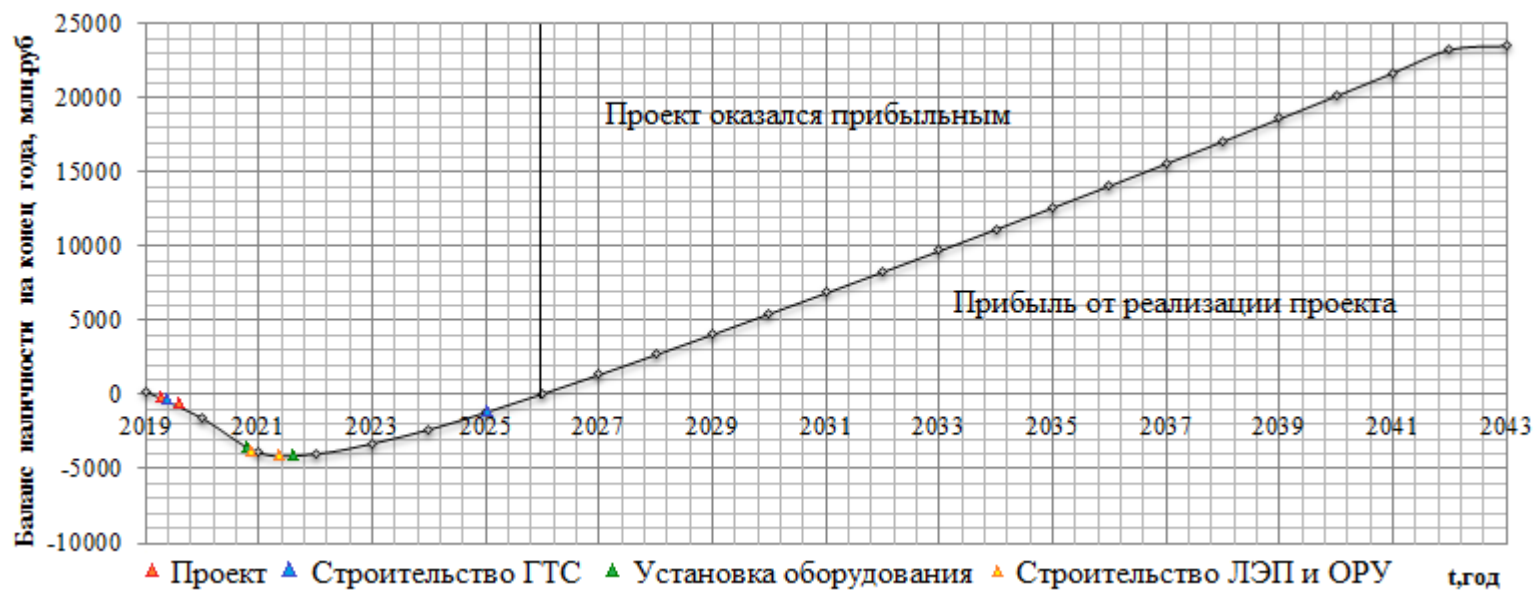


Рисунок Г.1 — Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Эксплуатационная характеристика

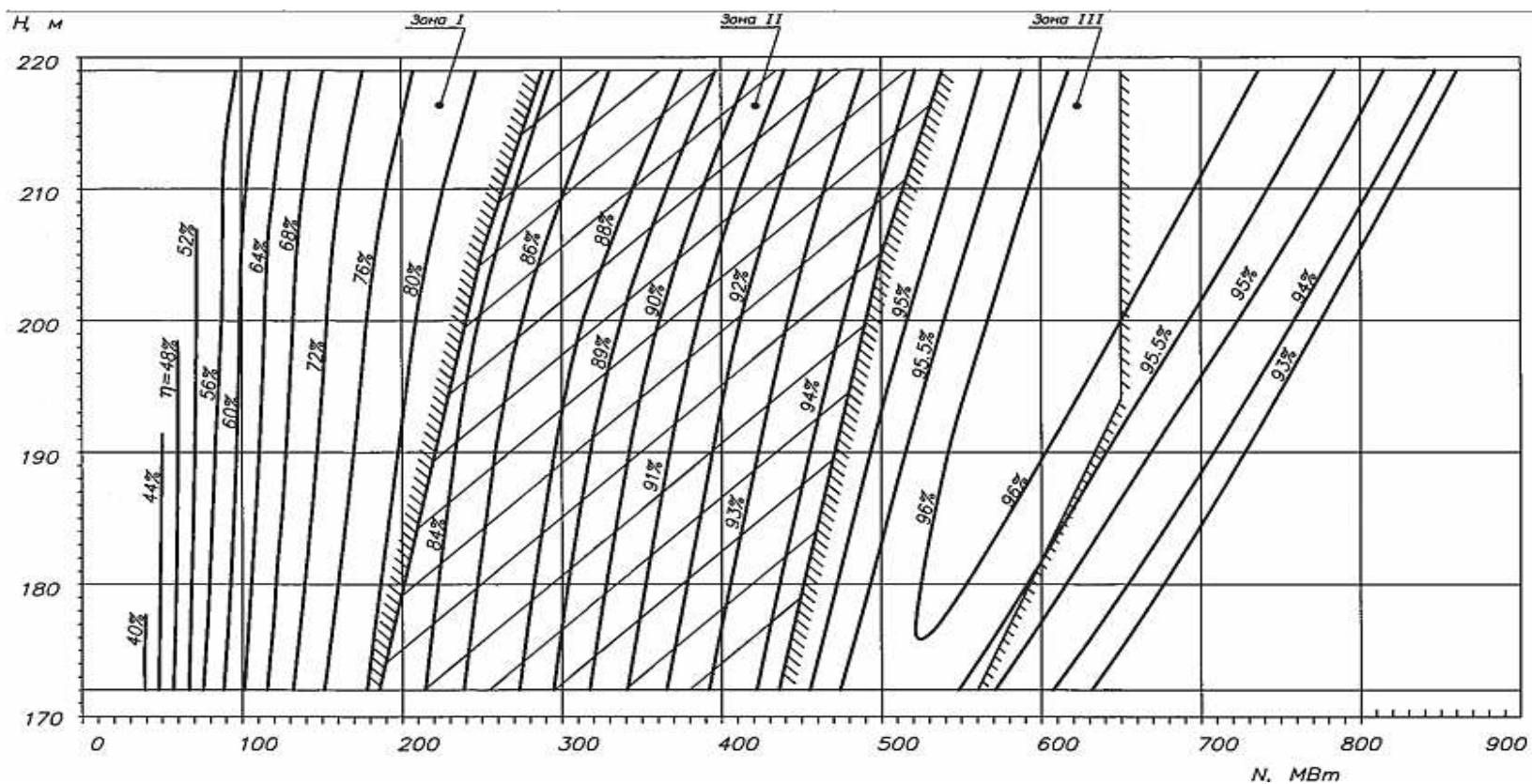


Рисунок Д.1 – Эксплуатационная характеристика гидротурбин для ГА1, ГА4-ГА10 РО230-В-677
Саяно – Шушенской ГЭС

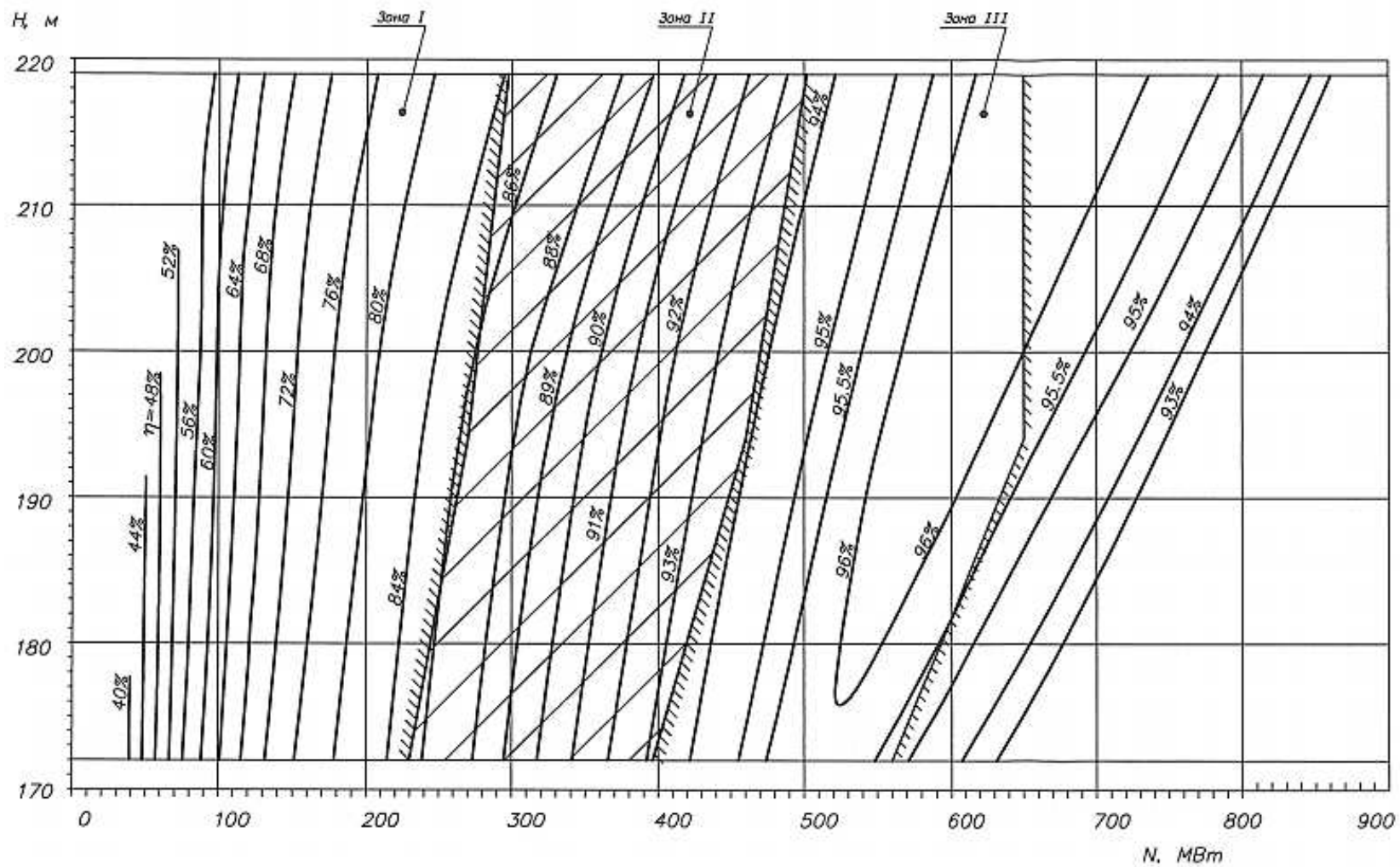



Рисунок Д.2 – Эксплуатационная характеристика гидротурбин для ГА2, ГА3 РО230-В-677
Саяно – Шушенской ГЭС

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


подпись инициалы, фамилия

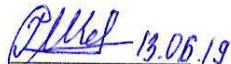
« 13 » июня 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02. - Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ НАРВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ НАРВА.
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕЖИМОВ ОСНОВНОГО И
ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, НА ПРИМЕРЕ
ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ГЭС**

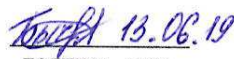
Руководитель


подпись, дата

Инженер оперативной службы
Филиал ПАО РусГидро
«Саяно-Шушенская ГЭС
им. П.С. Непорожного»
должность

Г.С. Шевченко
инициалы, фамилия

Выпускник


подпись, дата

В.А. Бычкова
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2019

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Нарвской ГЭС на реке Нарва. Энергоэффективность режимов основного и вспомогательного оборудования на примере действующей ГЭС.»

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчеты

Зайт 28.05.19
подпись, дата

Е.Ю. Зайцева
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Меш 05.05.19
подпись, дата

А.В. Машенников
инициалы, фамилия

Электрическая часть

Тю 05.06.19
подпись, дата

Л.В. Малешихина
инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Щ 31.05.19
подпись, дата

А.В. Щербаков
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

Фир 1.06.19
подпись, дата

С.В. Фирсова
инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана
труда

Д 10.06.19
подпись, дата

М.Т. Тарасов
инициалы, фамилия

Охрана окружающей
среды

К 13.06.19
подпись, дата

В.А. Кургин
инициалы, фамилия

Технико-экономическое
обоснование

В 10.06.19
подпись, дата

В.В. Лавасова
инициалы, фамилия

Консультант

Кочетков

М.В. Кочетков

Нормоконтролер

М 13.06.19
подпись, дата

А.А. М
инициалы, фамилия