

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ М.В. Кочетков
« _____ » _____ 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВОЛЖСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВОЛГА.
РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ПРЕЦИЗИОННОГО ФАЗОМЕТРА
ПРОМЫШЛЕННОЙ ЧАСТОТЫ**

Руководитель _____
подпись, дата

старший преподаватель
должность, ученая степень

А.М. Волошин
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

И.И.Кургапкин
инициалы, фамилия

Саяногорск, Черёмушки 2019

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме «Проектирование Волжской ГЭС на реке Волга. Разработка алгоритма прецизионного фазометра промышленной частоты».

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

Сокращенный паспорт Волжской ГЭС.....	6
ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 Общие сведения	9
1.1.1 Природные условия	9
1.1.2 Климатические условия.....	9
1.1.3 Гидрологические данные	9
1.1.4 Топографические данные.....	13
1.1.5 Сейсмология	14
1.1.6 Геологические условия.....	14
1.1.7 Энергоэкономическая характеристика района	14
2 Водно-энергетические расчёты	16
2.1.1 Регулирование стока воды	16
2.1.2 Построение эмпирических кривых обеспеченности.....	16
2.1.3 Выбор расчётных гидрографов.....	18
2.1.4 Определение типа регулирования	19
2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчётов	20
2.2.1 Расчёт режима работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственного комплекса	20
2.3 Определение установленной мощности	21
2.3.1 Водно-энергетические расчёты	21
2.3.2 Определение установленной мощности ГЭС	24
2.3.3 Определение среднесуточной выработки	25
2.3.4 Баланс мощности.....	26
3 Основное и вспомогательное оборудование	28
3.1 Режимное поле	28
3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам	29
3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины	31
3.4 Выбор типа серийного генератора	32
3.5 Выбор вспомогательного оборудования	33
3.5.1 Выбор типа маслонапорной установки	33
3.5.2 Выбор электрогидравлического регулятора	33
3.6 Выбор кранового оборудования	33
4 Электрическая часть	34
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений.....	34
4.2 Выбор трансформаторов собственных нужд	34
4.3 Выбор главных повышающих трансформаторов	35
4.4 Выбор количества отходящих линий и марки проводов	36
4.5 Выбор схемы распределительных устройств.....	38
4.6 Выбор автотрансформатора связи.....	39
4.7 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта ...	41
4.8 Расчёт токов короткого замыкания	43
4.8.1 Параметры элементов схемы для расчёта токов короткого замыкания....	43

4.8.2	Расчёт токов однофазного и трехфазного КЗ для характерных точек системы с помощью ПО RastrWin3	46
4.8.3	Расчёт ударного тока короткого замыкания	47
4.9	Выбор и проверка оборудования.....	49
4.9.1	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов	49
4.9.2	Выбор генераторных выключателей.....	50
4.9.3	Выбор электроаппаратов на напряжение класса 220 кВ	51
4.9.4	Выбор электроаппаратов на класс напряжения 500 кВ	51
4.9.5	Выбор вспомогательного электрооборудования	52
5	Релейная защита и автоматика	53
5.1	Расчёт номинальных токов	53
5.2	Технические данные оборудования	54
5.3	Перечень защит основного оборудования.....	55
5.4	Описание защит и расчёт их уставок.....	56
5.4.1	Продольная дифференциальная защита	56
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ($U_N(U_0)$)	59
5.4.3	Защита от повышения напряжения ($U_{1>}$), ($U_{2>}$)	61
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2).....	61
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок (I_1).....	65
5.4.6	Защита от перегрузки обмотки ротора	66
5.4.7	Дистанционная защита генератора ($Z_{1<}$), ($Z_{2<}$).....	68
5.5	Выбор комплекта защит блока генератор-трансформатор.....	71
5.6	Таблица уставок и матрица отключений защит.....	71
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	73
6.1	Проектирование водосливной плотины	73
6.1.1	Определение отметки гребня плотины	73
6.2	Гидравлические расчёты	75
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта	75
6.2.2	Определение отметки гребня водослива	76
6.2.3	Построение профиля водосливной грани.....	78
6.2.4	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	79
6.2.5	Расчёт водобоя.....	80
6.3	Конструирование плотины.....	81
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	81
6.3.2	Разрезка плотины швами.....	83
6.3.3	Быки.....	83
6.3.4	Устои	84
6.3.5	Галереи в теле плотины.....	84
6.3.6	Определение ширины плотины по гребню	85
6.3.7	Фильтрационный расчёт подземного контура методом удлиненной контурной линии	85
6.3.8	Дренажные устройства в теле плотины.....	86
6.3.9	Расчёт понура	86
6.4	Конструктивные элементы нижнего бьефа.....	87

6.4.1	Водобой.....	87
6.4.2	Рисберма.....	87
6.4.3	Ковш	88
6.5	Определение основных нагрузок на плотину	88
6.5.1	Вес сооружений и затворов.....	88
6.5.2	Сила гидростатического давления воды.....	89
6.5.3	Равнодействующая взвешивающего давления	90
6.5.4	Сила фильтрационного давления	90
6.5.5	Давление грунта	90
6.5.6	Волновое давление.....	91
6.6	Оценка прочности плотины	92
6.6.1	Определение напряжений	92
6.6.2	Критерии прочности плотины	94
6.6.3	Расчёт устойчивости плотины	95
7	Охрана труда. Пожарная безопасность.....	98
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	98
7.2	Пожарная безопасность	98
7.3	Охрана труда.....	100
8	Охрана природы	103
8.1	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	104
8.2	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	105
8.3	Отходы, образующиеся при строительстве.....	107
8.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	108
9	Оценка экономических показателей	110
9.1	Оценка объемов реализации энергии и расходов.....	110
9.1.1	Оценка объемов реализации электроэнергии	110
9.1.2	Текущие расходы на производство электроэнергии	110
9.1.3	Налоговые расходы.....	113
9.2	Оценка суммы прибыли	113
9.3	Оценка инвестиционного проекта.....	114
9.3.1	Методология и исходные данные.....	115
9.3.2	Показатели коммерческой эффективности проекта.....	115
9.3.3	Бюджетная эффективность	116
9.4	Анализ чувствительности.....	116
10	Разработка алгоритма прецизионного фазометра промышленной частоты	119
10.1	Общие сведения об актуальных фазометрах	119
10.2	Принцип работы проектируемого фазометра	121
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		127
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ		129
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Водно-энергетические расчёты.....		131
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Основное и вспомогательное оборудование.....		142
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Техничко-экономическое обоснование.....		142

Сокращенный паспорт Волжской ГЭС

1. Наименование реки: Волга.
2. Местонахождение ГЭС: Волгоградская область.
3. Тип проектируемой установки: Гидроэлектростанция.
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 8000 м³/с;
 - б) всех турбин 12546 м³/с;
 - в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,1%, 59150 м³/с;
 - г) максимальный поверочный расход обеспеченностью 0,01%, 66302 м³/с;
 - д) минимальный 2100 м³/с.
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока суточный;
 - б) отметки: НПУ 15,30 м; УМО 14,42 м;
 - в) объёмы: полный 28,8 км³; полезный 3,6 км³;
 - г) площадь водохранилища 3117 км².
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 29,65 м; б) расчетный 21,39 м; в) минимальный 15,1 м.
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность установленная 2453 МВт;
 - б) Среднемноголетняя выработка электроэнергии 10,47 млрд. кВт·ч;
 - в) Число часов использования установленной мощности 4280 час.
- 8) Плотины:
 - а) левобережная грунтовая плотина, материал - песок;
 - б) пойменная грунтовая плотина, материал - песок;
 - в) станционная гравитационная плотина, материал - бетон;
 - г) гравитационная водосливная плотина, материал - бетон;
 - д) правобережная грунтовая плотина, материал – песок;
 - е) общая длина 5000 м; максимальная высота 64,25 м
- 9) Водосбросные сооружения:
 - а) тип гашения: водобойная плита;
 - б) число и размеры пролетов 14 по 30 м;
 - в) общая длина 420 м;
 - г) максимальная высота 38,65 м.
- 10) Здание ГЭС:
 - а) тип здания: русловое, совмещенного типа. Число агрегатов 18;
 - б) грунты в основании скальные (диориты);
 - в) тип спиральной камеры: бетонная трапецеидального сечения;
 - г) тип отсасывающей трубы изогнутый;
 - д) расстояние между осями агрегатов 34 м;
 - е) размеры: общая длина 780 м, ширина 71 м.
- 11) Основное оборудование:
 - а) тип турбины ПЛ30а-В-950, диаметр 9,5 м;
 - б) тип генератора СВФ-1500/130-88, мощность 136 МВт;

- в) частота вращения 68,2 об/мин;
 - г) тип трансформаторов 5×ТДЦ 400000/220, 4×ТДЦ 400000/500
- 12) Техничко-экономические показатели:
- а) период окупаемости 111 мес.;
 - б) себестоимость энергии 0,20 руб/кВт·ч;
 - в) удельные капитальные вложения 51904 руб/кВт.

ВВЕДЕНИЕ

Основу данной работы составляет проектирование гидроэлектростанции на реке Волга в Волгоградской области. Данная ГЭС получила название «Волжская».

Проектируемая Волжская ГЭС будет обеспечивать кратчайшую связь районов Поволжья между собой посредством автомобильного перехода, также в связи с возникновением водохранилища будут улучшены условия судоходства и появятся широкие возможности для орошения и обводнения засушливых земель Юга. Строительство станции объединит энергосистемы Центра, Юга и Поволжья, а, благодаря своей маневренной мощности, Волжская ГЭС будет иметь большое значение для обеспечения надежной работы единой энергосистемы. Плотина Волжской ГЭС будет являться крайней ступенью Волжско-Камского каскада.

1 Общие сведения

1.1.1 Природные условия

1.1.2 Климатические условия

Климат Волгограда характеризуется как умеренно-континентальный, с относительно холодной зимой и жарким, засушливым летом. Что среднесезонная температура воздуха составляет $+8,2^{\circ}\text{C}$. Минимальная среднесуточная температура наблюдается в январе и составляет $-6,3^{\circ}\text{C}$. Максимальная среднесуточная температура наблюдается в июле и составляет $+23,6^{\circ}\text{C}$. Могут быть морозы до -33°C и жара до $+42,6^{\circ}\text{C}$. Средняя скорость ветра $4,8$ м/с. В среднем за год выпадает около 406 мм осадков.

1.1.3 Гидрологические данные

Волга берёт начало на Валдайской возвышенности (на высоте 228 метров) и впадает в Каспийское море. Устье реки лежит на 28 метров ниже уровня моря. Волга — крупнейшая в мире река внутреннего стока, то есть не впадающая в мировой океан.

Основное питание Волги осуществляется снеговыми (60% годового стока), грунтовыми (30%) и дождевыми (10%) водами. В связи с регулированием стока максимальные расходы половодья резко снизились, а летние и зимние меженные расходы сильно повысились. Водный баланс бассейна Волги до Волгограда в среднем за многолетний период составляет: осадки 662 мм, или 900 км³ в год, речной сток 187 мм, или 254 км³ в год, испарение 475 мм, или 646 км³ в год.

Средняя скорость течения Волги в Волгоградской области $2,5$ м/с.

Гидрологический ряд наблюдений на период с 1912 по 1961 годы представлен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Гидрологический ряд

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1912	2640	2331	2056	18013	24098	13039	4145	4058	3455	5650	6324	3970	7482
1913	3026	2795	2343	18023	19099	13131	5207	5220	4426	6659	7576	4074	7632
1914	2725	2581	2667	13457	34018	18352	3995	3863	4599	5882	5156	4177	8456
1915	2489	2068	1824	12349	29978	8100	4500	4806	4114	5298	4839	3334	6975
1916	2652	2105	1751	9440	38733	12356	3942	4184	2719	5116	4251	3913	7597
1917	3095	2960	2663	13385	26857	14681	6794	5723	4580	6054	5264	4353	8034
1918	2835	2308	2045	30749	23370	10149	4831	5519	4408	7302	6395	4277	8682
1919	2877	3131	2855	28748	41580	17215	6504	5555	5288	6963	6968	5629	11109
1920	2193	1629	1375	17237	35316	9018	5527	4458	3613	4571	4744	3245	7744
1921	3027	2653	2642	14017	29021	9663	4620	3854	4134	5598	4835	4626	7391
1922	2942	2582	2249	12117	42955	15708	5765	5635	4365	5595	5507	3757	9098

Продолжение таблицы 1.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср.- год
1923	2326	1992	1707	18153	28857	10167	5221	4619	3412	4916	4218	3624	7434
1924	2081	1732	1683	13887	26996	8003	3262	3006	2995	4065	3080	3184	6164
1925	2574	1772	1557	24378	30314	9671	4097	4789	4326	5595	3722	3795	8049
1926	2663	2188	1882	12575	23095	8515	3041	3316	2996	4222	3870	4193	6046
1927	2699	2230	1841	27895	26825	10083	4636	4890	5344	6480	4741	3576	8437
1928	2606	2404	2303	15210	35018	7509	3588	4446	4838	5330	3747	4289	7607
1929	3326	2943	2794	27852	42245	19205	6980	5981	5333	7186	6749	4853	11287
1930	2952	2993	2559	11074	31771	8501	4733	4744	4585	5451	4620	4050	7336
1931	2739	2397	2027	10592	36986	11026	3757	3489	4495	5456	3885	3890	7562
1932	2199	2370	2826	17725	27858	17288	6556	5732	4692	3441	3031	2311	8002
1933	3387	3299	2635	21944	33430	19916	6904	5463	4435	6605	4594	5012	9802
1934	2610	1959	1740	9054	34471	9200	4121	4308	3295	4163	2969	3642	6794
1935	1377	1701	2802	15851	20810	15475	5357	4557	4466	1765	1704	1571	6453
1936	2472	2020	1635	11816	34909	19063	4678	4153	4033	6436	4430	3081	8227
1937	3646	1873	1304	11078	30966	9741	4152	3717	4349	5549	4430	3221	7002
1938	2668	2278	1860	11614	25498	10548	3218	3726	4440	5409	4539	3649	6621
1939	2188	1885	1702	13214	31278	11651	4448	4007	3059	4036	2935	3762	7014
1940	2766	2374	2313	13590	31242	13133	4893	3604	3669	4504	2852	4276	7435
1941	2937	3008	2569	26135	31876	18320	5004	5667	5235	5111	3182	3970	9418
1942	2913	2817	2882	18967	33937	11451	4819	4243	4145	5514	5001	4199	8407
1943	4222	3084	2885	13928	39015	9214	4579	3776	2993	4469	4125	4895	8099
1944	3025	2492	1657	10559	14882	10049	3480	3304	3137	4413	3755	3608	5363
1945	3593	3618	3524	20296	17488	10800	3319	3365	3767	4190	3445	4355	6813
1946	3309	2761	2767	15156	39423	8759	5784	3623	4183	5146	5224	4271	8367
1947	2845	2367	3328	24224	43434	18352	5463	5551	3479	4347	3437	4541	10114
1948	3710	2726	3017	25943	36334	8781	4753	5570	3880	4646	3464	4919	8979
1949	2409	1940	1816	18827	29434	16646	3287	3737	3398	4061	2126	4050	7644
1950	3390	1215	616	22320	40976	12551	3148	3498	3339	4489	4846	3835	8685
1951	2969	2864	3056	21195	37174	18400	4598	4716	3493	5149	3927	3924	9289
1952	2918	2751	2623	29643	43589	15651	7182	5373	3609	5136	6941	3688	10759
1953	2173	2036	2474	14817	29712	10259	5325	3979	3397	3934	2854	3022	6999
1954	1386	1407	1343	27752	37333	15598	4949	4355	3637	4613	4959	3647	9248
1955	2141	3085	2137	20799	31169	19489	3159	2904	2958	4493	4835	3981	8429
1956	3011	2189	1919	15774	37538	12155	4077	3635	3627	4682	4814	4713	8178
1957	2302	1407	1276	19777	27925	7948	3898	4340	2673	3513	3849	4085	6916
1958	2361	1102	1700	14701	34241	14798	4043	3667	3167	4115	7290	5714	8075
1959	1400	2028	1663	11204	15875	10214	2953	4010	2149	2025	4639	3262	5119
1960	3262	3056	2518	16779	40520	8663	4575	2193	2512	3649	6556	2401	8057
1961	2943	2815	3022	31416	35712	10612	3602	5595	3084	4039	6749	5245	9569
Ср.	2740	2366	2209	17905	31904	12576	4629	4370	3846	4941	4560	3953	8000

Координаты кривой связи верхнего и нижнего бьефов представлены в таблице 1.2. Кривые представлены на рисунках 1.1 и 1.2.

Таблица 1.2 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Кривая связи объемов и уровней верхнего бьефа		Кривая связи расходов и уровней нижнего бьефа			
		зимняя		летняя	
$z_{ВБ}, м$	$V, км^3$	$z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$	$z_{НБ}, м$	$Q, м^3/с$
-29,80	0	-29,80	0	-29,80	0
-13,47	3	-18,75	5000	-19,00	6000
-3,47	6	-15,10	10000	-15,28	12000
4,47	9	-13,42	15000	-13,60	18000
7,24	12	-11,82	20000	-12,09	24000
9,71	15	-10,00	25000	-10,39	30000
11,20	18	-8,29	30000	-8,69	36000
12,72	21	-6,88	35000	-7,18	42000
13,95	24	-5,56	40000	-5,80	48000
14,79	27	-3,51	45000	-4,25	54000
15,60	30	-1,69	50000	-2,41	60000
16,30	32,5	-0,78	53000	-0,78	66302

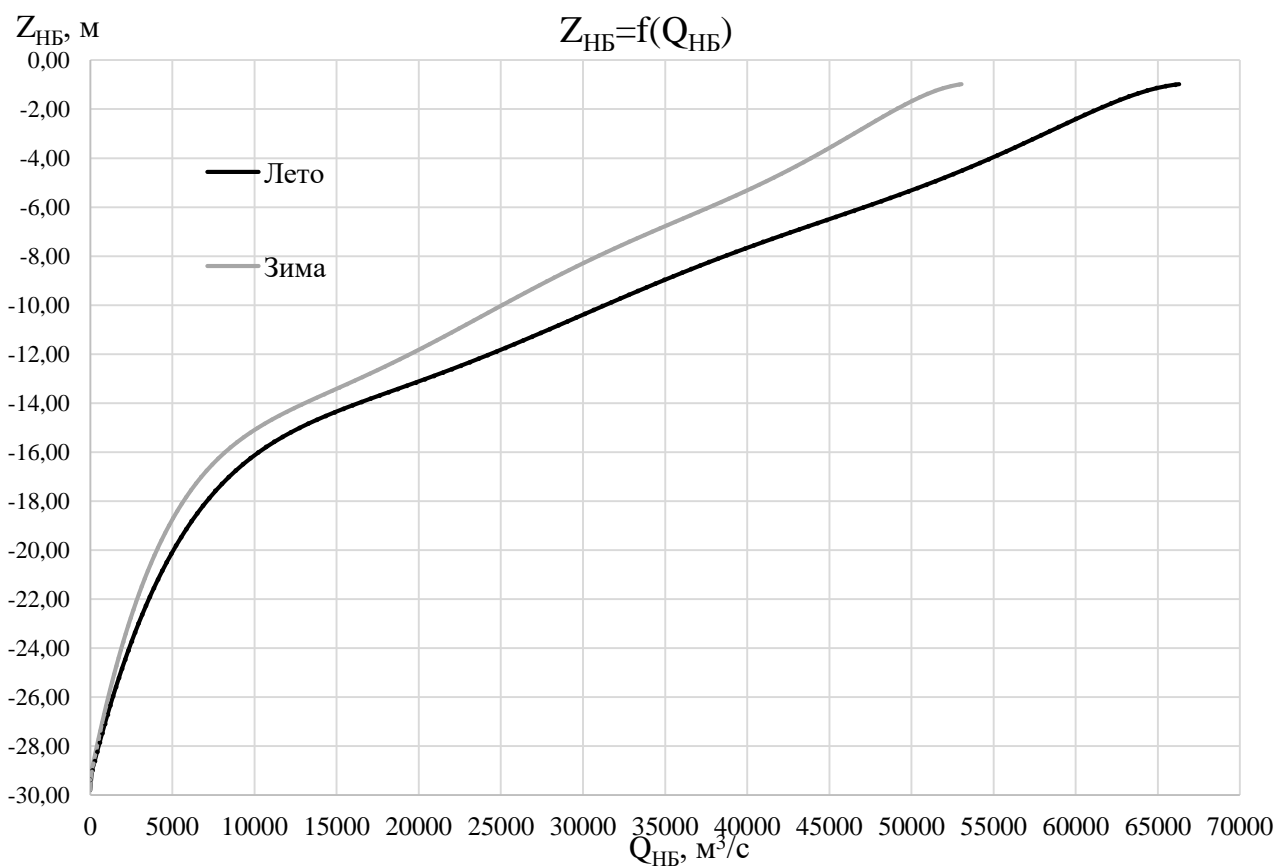


Рисунок 1.1 – Кривая связи нижнего бьефа

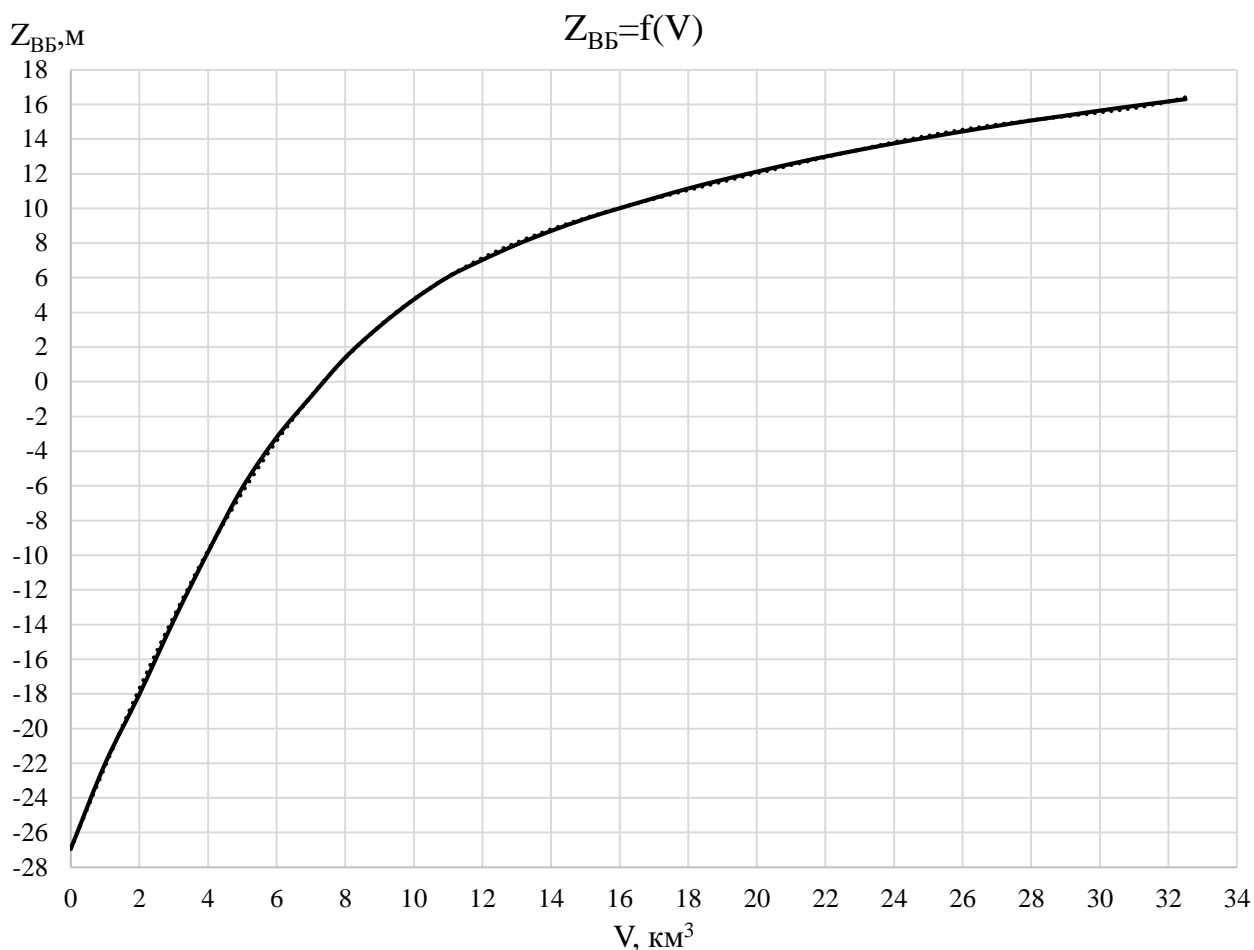


Рисунок 1.2 – Кривая связи верхнего бьефа

Координаты кривой обеспеченности максимальных расходов представлены в таблице 1.3. Кривая обеспеченности максимальных расходов представлена на рисунке 1.3.

Таблица 1.3 – Кривая обеспеченности максимальных расходов

P%	0,01	0,1	0,5	1	3	5	10
Φ или ϕ	4,83	3,81	3,04	2,68	2,08	1,77	1,32
$M_s = \phi \cdot C_v$	1,04	0,82	0,66	0,58	0,45	0,38	0,29
$K_s = M_s + 1$	2,04	1,82	1,66	1,58	1,45	1,38	1,29
$Q = Q_{cp} \cdot K_s, m^3/c$	66302	59150	53751	51226	47019	44845	41690

Продолжение таблицы 1.3

P%	20	50	75	95	97	99	99,9
Φ или ϕ	0,81	-0,08	-0,71	-1,49	-1,66	-1,96	-2,4
$M_s = \phi \cdot C_v$	0,18	-0,02	-0,15	-0,32	-0,36	-0,42	-0,52
$K_s = M_s + 1$	1,18	0,98	0,85	0,68	0,64	0,58	0,48
$Q = Q_{cp} \cdot K_s, m^3/c$	38113	31873	27455	21985	20793	18690	15604

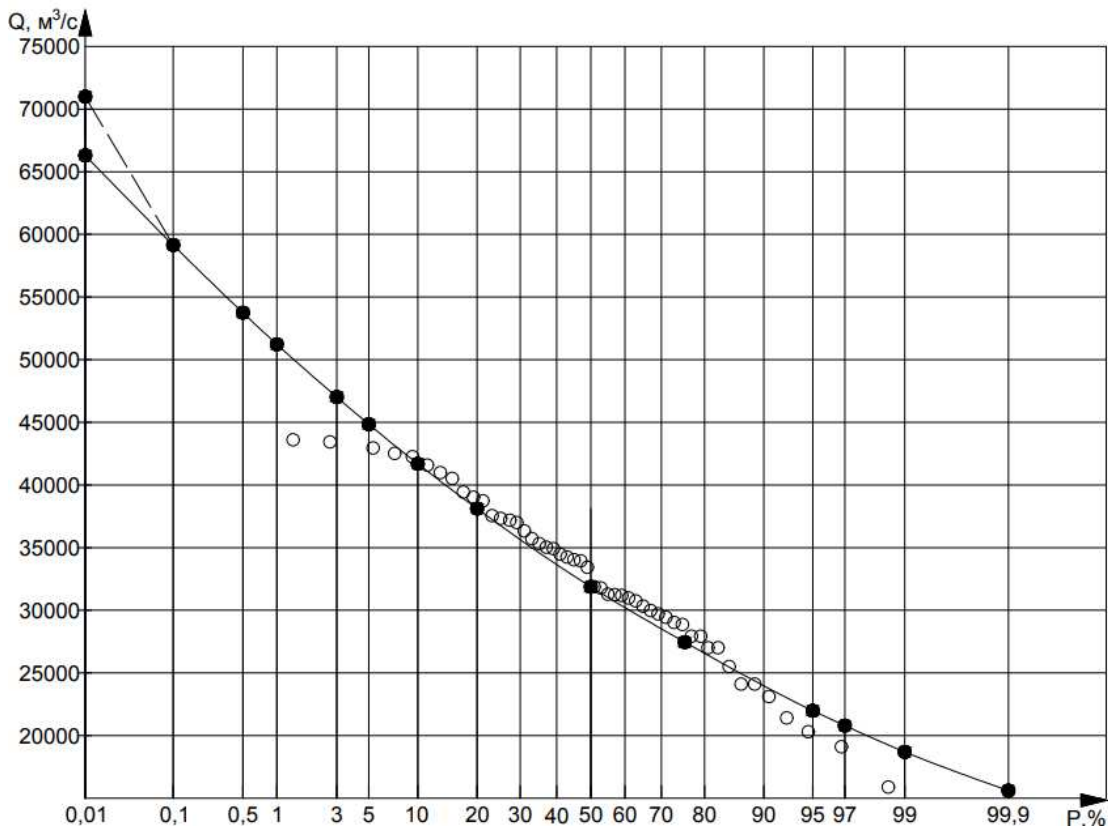


Рисунок 1.3 – Кривая обеспеченности максимальных расходов

1.1.4 Топографические данные

Створ будущей ГЭС имеет координаты: $48^{\circ}49'26.46''$ С.Ш. и $44^{\circ}40'58.91''$ В.Д. Располагается между двумя городами: Волгоград и Волжский. Расположение створа на местности представлено на рисунке 1.4. Исследуемый створ показан красной линией.

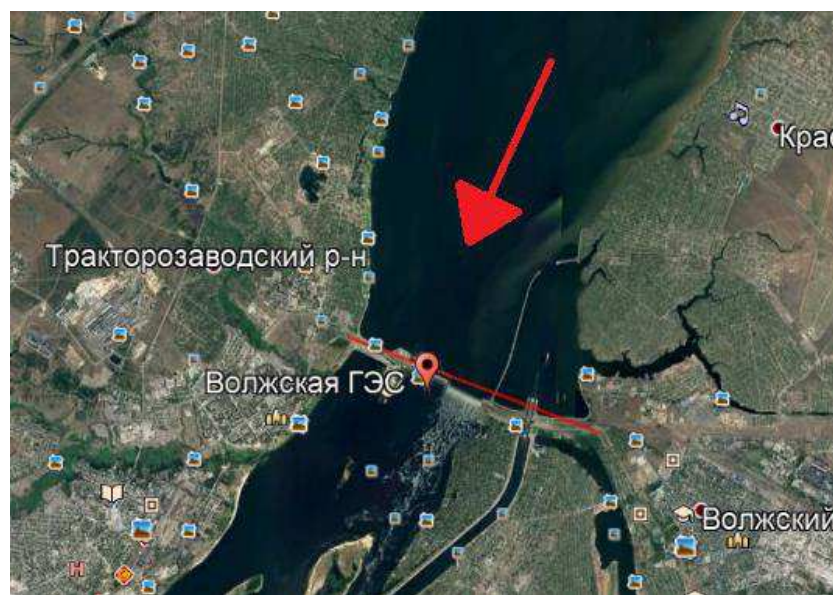


Рисунок 1.4 – Расположение створа на местности

1.1.5 Сейсмология

В соответствии с картами общего сейсмического районирования территории РФ, территория Волгограда входит в асейсмичную зону с исходной интенсивностью сотрясений равной не более 7 баллов при периоде повторяемости 5000 лет.

1.1.6 Геологические условия

Характер рельефа – равнинный. Створ находится на стыке 3-х природных равнин: Приволжской возвышенности, Прикаспийской возвышенности и Ергеней. Суффозия комплексных осадков Волгограда представлена палеогеновыми, неогеновыми и четвертичными породами. Палеогеновые подразделяются на темные слюдястые глины, мелкие пески оливково-зеленых глин, темно-серые слоистые глины. Неогеновые – кварцевые светлые пески. К четвертичным отложениям относятся желто-бурые суглинки, «шоколадные» глины с гравием и галькой в основании.

1.1.7 Энергоэкономическая характеристика района

Волжская ГЭС входит в электроэнергетический комплекс Волгоградской области. Здесь располагается филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Волгоградской области» (Волгоградское РДУ), который осуществляет управление объектами энергетики на территории области.

Филиал создан в 2003 году. Волгоградское РДУ находится в зоне операционной деятельности филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Юга (до 2005г. – ОДУ Северного Кавказа). В операционной зоне ОДУ Юга находится 182 электростанции, суммарной установленной мощностью 24,28 тыс. МВт (по данным на 11.03.2019), 1758 электрических подстанций 110 – 500 кВ и 2192 линии электропередачи 110-500 кВ общей протяженностью 62143 км. Наиболее значимыми энергообъектами ОЭС Юга являются Волжская ГЭС, Сочинская ТЭС, Зеленчукская ГАЭС, Ирганайская ГЭС, Невинномысская ГРЭС, Ставропольская ГРЭС, Новочеркасская ГРЭС, Чиркейская ГЭС.

Суточные графики нагрузки и интегральные кривые нагрузки энергосистемы (далее ИКН) для типичных суток зимнего и летнего сезонов представлены на рисунках 1.5 и 1.6 соответственно. Данные графики были построены в соответствие с методикой, описанной в учебно-методическом пособии «Выбор параметров ГЭС» [1]. Время, мощность потребления и данные по существующим ГЭС были взяты с сайта системного оператора so-ups.ru [2].

Примечание: синий – Волжская ГЭС; красный – Чиркейская ГЭС; желтый – каскад Кубанских ГЭС; зеленый – Ирганайская ГЭС; розовый – ТЭС.

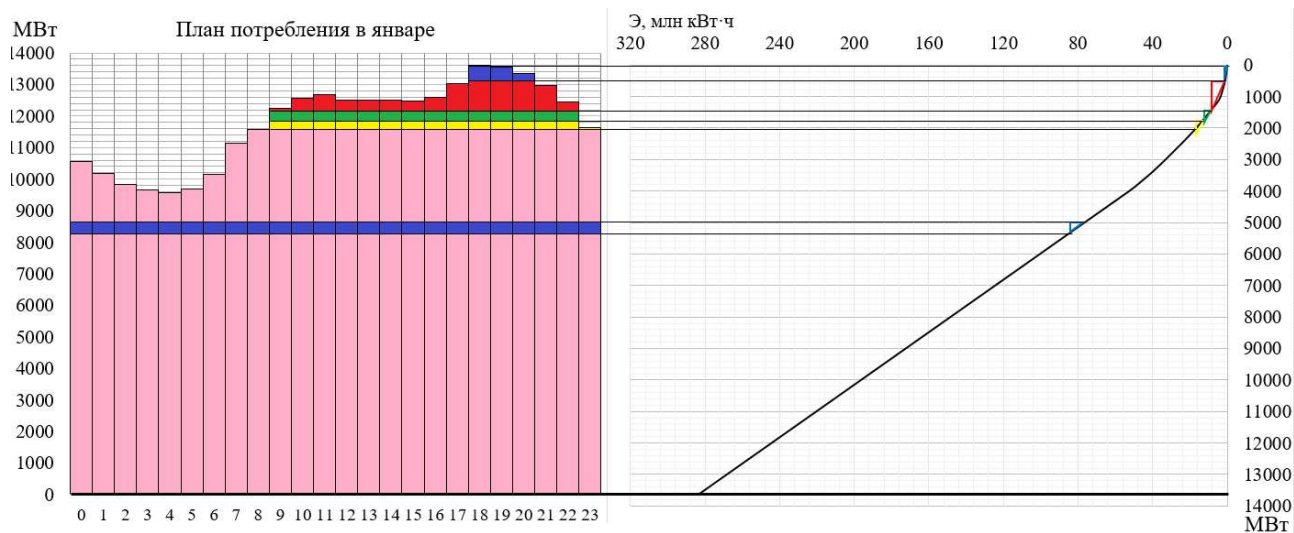


Рисунок 1.5 – Суточный график потребления, совмещенный с ИКН для типичных суток января

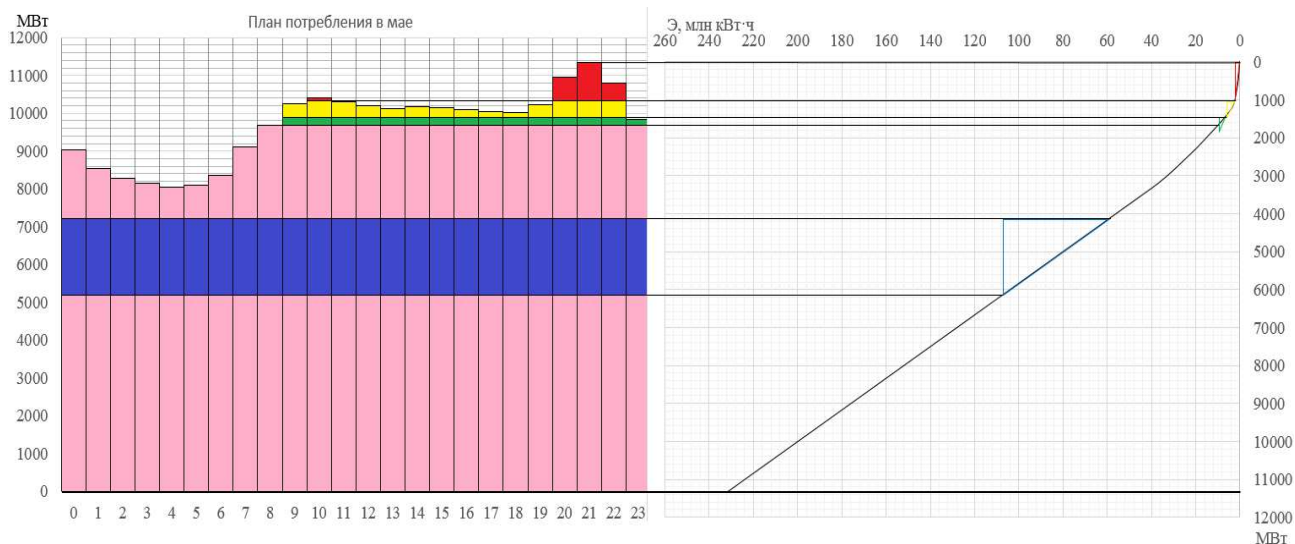


Рисунок 1.6 – Суточный график потребления, совмещенный с ИКН для типичных суток мая

2 Водно-энергетические расчёты

2.1.1 Регулирование стока воды

2.1.2 Построение эмпирических кривых обеспеченности

Для построения эмпирических кривых обеспеченности целесообразно разделить года на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Примем, что к периоду половодья будут относиться месяцы, расход в которых превышает среднегодовое значение. Остальные месяцы относятся к межени. Таким образом, многоводный период длится с апреля по июнь включительно, а межень – с июля по март.

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

Таблица 2.1 – Данные для построения эмпирических кривых обеспеченности

Среднегодовые значения		Половодье		Межень		P, %
Год	Q _{ср} , м ³ /с	Год	Q _{ср} , м ³ /с	Год	Q _{ср} , м ³ /с	
1929	11287	1929	29767	1929	5127	2,0
1919	11109	1952	29628	1919	5086	3,9
1952	10759	1919	29181	1933	4704	5,9
1947	10114	1947	28670	1917	4610	7,8
1933	9802	1954	26894	1913	4592	9,8
1961	9569	1961	25913	1952	4469	11,8
1941	9418	1951	25590	1918	4436	13,7
1951	9289	1941	25444	1922	4266	15,7
1954	9248	1950	25282	1961	4122	17,6
1922	9098	1933	25097	1946	4119	19,6
1948	8979	1955	23819	1930	4076	21,6
1950	8685	1948	23686	1941	4076	23,5
1918	8682	1922	23593	1948	4076	25,5
1914	8456	1960	21987	1942	4059	27,5
1927	8437	1914	21942	1927	4049	29,4
1955	8429	1956	21822	1921	3999	31,4
1942	8407	1949	21636	1914	3961	33,3
1946	8367	1927	21601	1947	3929	35,3
1936	8227	1925	21454	1943	3892	37,3
1956	8178	1942	21452	1951	3855	39,2
1943	8099	1932	21450	1912	3848	41,2
1958	8075	1918	21423	1935	3763	43,1
1960	8057	1958	21247	1928	3728	45,1

Продолжение таблицы 2.1

Среднегодовые значения		Половодье		Межень		P, %
Год	Q _{ср} , м ³ /с	Год	Q _{ср} , м ³ /с	Год	Q _{ср} , м ³ /с	
1925	8049	1946	21113	1915	3697	47,1
1917	8034	1943	20719	1945	3686	49,0
1932	8001	1920	20524	1958	3684	51,0
1920	7744	1916	20176	1936	3660	52,9
1949	7644	1931	19535	1956	3630	54,9
1913	7632	1940	19322	1937	3582	56,9
1928	7607	1928	19246	1925	3581	58,8
1916	7597	1923	19059	1931	3571	60,8
1931	7562	1936	18929	1923	3559	62,7
1912	7482	1939	18714	1938	3532	64,7
1940	7435	1917	18608	1932	3518	66,7
1923	7434	1957	18550	1920	3484	68,6
1921	7391	1912	18383	1940	3472	70,6
1930	7336	1953	18263	1960	3414	72,5
1939	7014	1934	17575	1916	3404	74,5
1937	7002	1921	17567	1954	3366	76,5
1953	6999	1937	17262	1955	3299	78,4
1915	6975	1930	17115	1953	3244	80,4
1957	6916	1915	16809	1944	3208	82,4
1945	6813	1913	16751	1934	3201	84,3
1934	6794	1924	16295	1950	3153	86,3
1938	6621	1945	16195	1926	3152	88,2
1935	6454	1938	15887	1939	3114	90,2
1924	6164	1926	14728	1957	3038	92,2
1926	6046	1935	14525	1949	2980	94,1
1944	5363	1959	12431	1924	2788	96,1
1959	5119	1944	11830	1959	2681	98,0

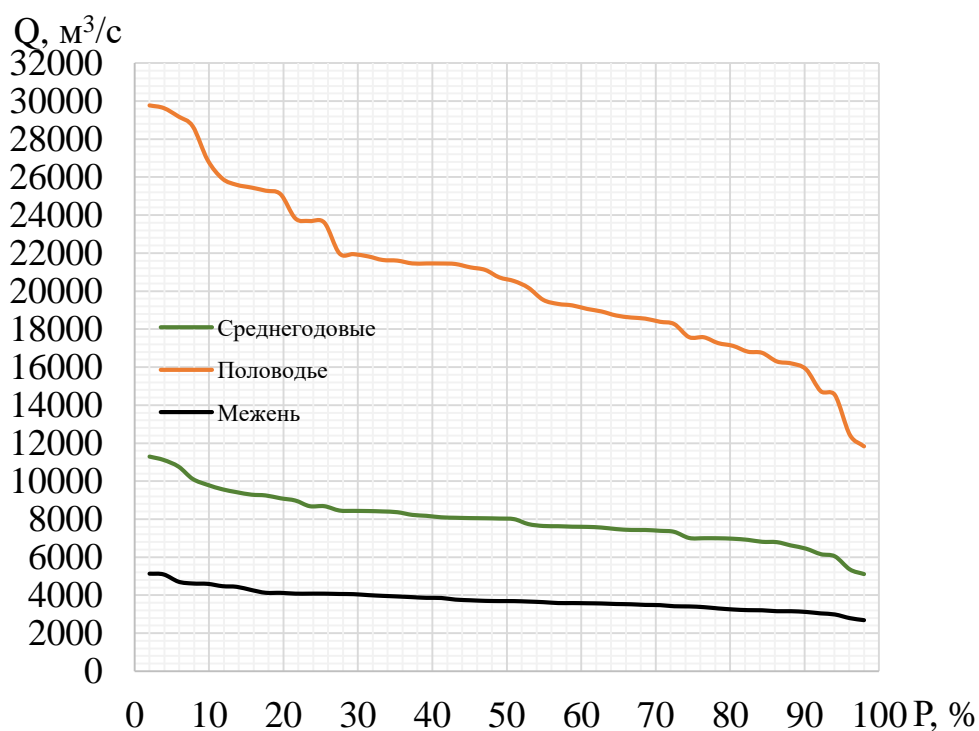


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

2.1.3 Выбор расчётных гидрографов

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного годов принимаются равными 90% и 50% соответственно. В соответствии с таблицей 2.1 за маловодный год принимается 1935 год, а за средневодный – 1932 год. Корректировка расходов не требуется. Данные о среднемесячных расходах представлены в таблице 2.2 и на рисунке 2.2.

Таблица 2.2 – Гидрографы расчётных лет

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1932	1377	1701	2802	15851	20810	15475	5357	4557	4466	1765	1704	1571
1935	2199	2370	2826	17725	27858	17288	6556	5732	4692	3441	3031	2311

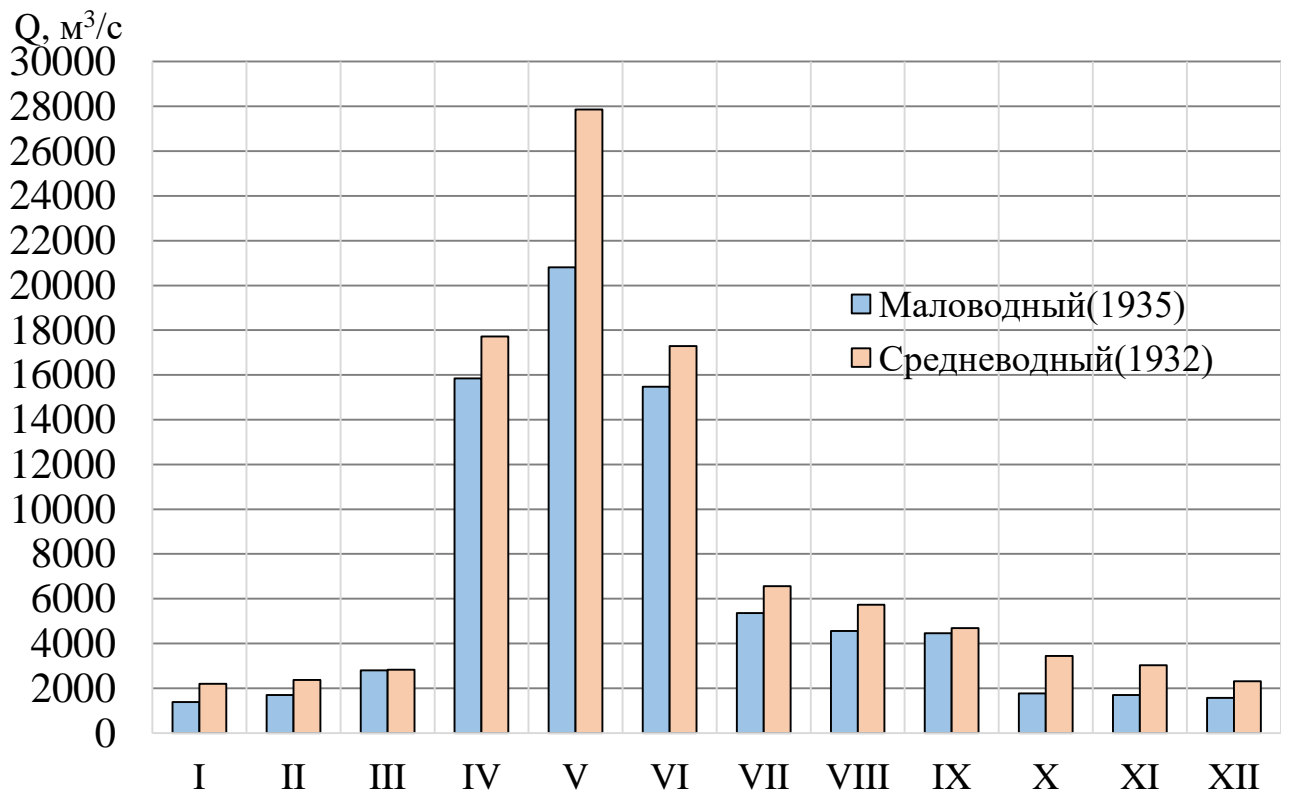


Рисунок 2.2 – Гидрографы расчётных лет

2.1.4 Определение типа регулирования

Для определения типа регулирования водохранилища рассчитывается коэффициент зарегулированности стока:

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

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

Полезный объем водохранилища находится следующим образом:

$$V_{\text{полезн}} = V_{\text{ВНПУ}} - V_{\text{ВУМО}} = 28,81 - 25,20 = 3,61 \text{ км}^3, \quad (2.2)$$

где $V_{\text{ВНПУ}}$ – объем водохранилища при отметке НПУ (15,30 м);
 $V_{\text{ВУМО}}$ – объем водохранилища при отметке УМО (14,42 м).

Среднееголетний сток:

$$\bar{W} = \bar{Q}_{\text{мл}} \cdot t = 8000 \cdot 10^{-9} \cdot 31536000 = 252,29 \text{ км}^3, \quad (2.3)$$

где $\bar{Q}_{\text{мл}}$ – среднееголетний расход в км³;
 t – количество секунд в году.

Таким образом, коэффициент зарегулированности водохранилища, рассчитанный по формуле 2.1, составляет:

$$\beta = \frac{3,61}{252,29} = 0,01.$$

Полученное значение коэффициента зарегулированности водохранилища соответствует суточному регулированию.

2.2 Определение установленной мощности на основе водно-энергетических расчётов

2.2.1 Расчёт режима работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственного комплекса

Для выбранного расчётного средневодного года (1935 г.) вычисляем мощности на бытовом стоке в каждом месяце по следующей формуле:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_{\text{полезн.быт}} \cdot H_{ГЭС}^{\text{подв}}, \quad (2.4)$$

где $k_N=8,5$ – коэффициент мощности;
 $Q_{\text{полезн.быт}}$ – полезный бытовой расход расчётного средневодного года:

$$Q_{\text{полезн.быт}} = Q_{\text{быт}} - Q_{\text{сумм.пот}} = Q_{\text{быт}} - (Q_{\text{исп}} + Q_{\text{лед}} + Q_{\text{ф}} + Q_{\text{шлюз}}), \quad (2.5)$$

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

$$H_{ГЭС}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h. \quad (2.6)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ=15,30 м;
 $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным расходам воды, определенным по летней или зимней кривым связи (в соответствии с рисунком 1.2);
 Δh – потери напора.

Далее рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям санитарного попуска:

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_{\text{сан.п-к}} \cdot H_{ГЭС}^{\text{подв}}, \quad (2.7)$$

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

Результаты расчётов представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчёта режима работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственного комплекса

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q, \text{ м}^3/\text{с}$	2199	2370	2826	17725	27858	17288	6556	5732	4692	3441	3031	2311
$Q_{\text{полезн.быт}}, \text{ м}^3/\text{с}$	2089	2252	2854	16838	26465	16078	6163	5388	4410	3441	2970	2241
$Q_{\text{НБ}}, \text{ м}^3/\text{с}$	2091	2254	2856	16840	26467	16080	6165	5390	4412	3443	2972	2243
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	15,30	15,30	15,30	15,30	15,30	15,30	15,30	15,30	15,30	15,30	15,30	15,30
$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	-13,91	-13,62	-12,66	-5,67	-3,24	-5,90	-9,57	-10,07	-10,85	-11,88	-12,49	-13,63
$H, \text{ м}$	29,01	28,72	27,76	20,77	18,34	21,00	24,67	25,17	25,95	26,98	27,59	28,73
$N_{\text{быт}}, \text{ МВт}$	515	550	673	2973	4125	2871	1292	1153	973	789	697	547
Работа по санитарному попуску												
$Q_{\text{сан.п-к}}, \text{ м}^3/\text{с}$	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750	1750
$Z_{\text{ВБ}}, \text{ м}$	15,30	15,30	15,30	15,30	15,30	15,30	15,30	15,30	15,30	15,30	15,30	15,30
$Z_{\text{НБ}}, \text{ м}$	-14,56	-14,56	-14,56	-14,56	-14,56	-14,56	-14,56	-14,56	-14,56	-14,56	-14,56	-14,56
$H, \text{ м}$	29,86	29,86	29,86	29,86	29,86	29,86	29,86	29,86	29,86	29,86	29,86	29,86
$N_{\text{сан.п-к}}, \text{ МВт}$	444	444	444	444	444	444	444	444	444	444	444	444

2.3 Определение установленной мощности

2.3.1 Водно-энергетические расчёты

Водно-энергетический расчёт (сокращенно ВЭР) осуществляется по методике, изложенной в учебном пособии «Использование водной энергии» [1]. Примем, что расход в течение суток постоянный, но при переходе от месяца к месяцу изменяется мгновенно, как и уровень нижнего бьефа.

В таблице 2.4 представлены результаты ВЭР для типичных суток января, результаты по типичным суткам остальных месяцев представлены в таблицах А.1-А.11 приложения А. На рисунке 2.3 представлен график сработки-наполнения водохранилища для типичных суток января, на рисунке 1.5 – суточный график нагрузки января, совмещенный с ИКН. По рисунку 1.5 видно, что Волжская ГЭС будет работать в базовой и пиковой части графика нагрузки. В остальных месяцах Волжская ГЭС будет работать как полностью в базовой, так и в пиковой и полупиковой зонах графика нагрузки.

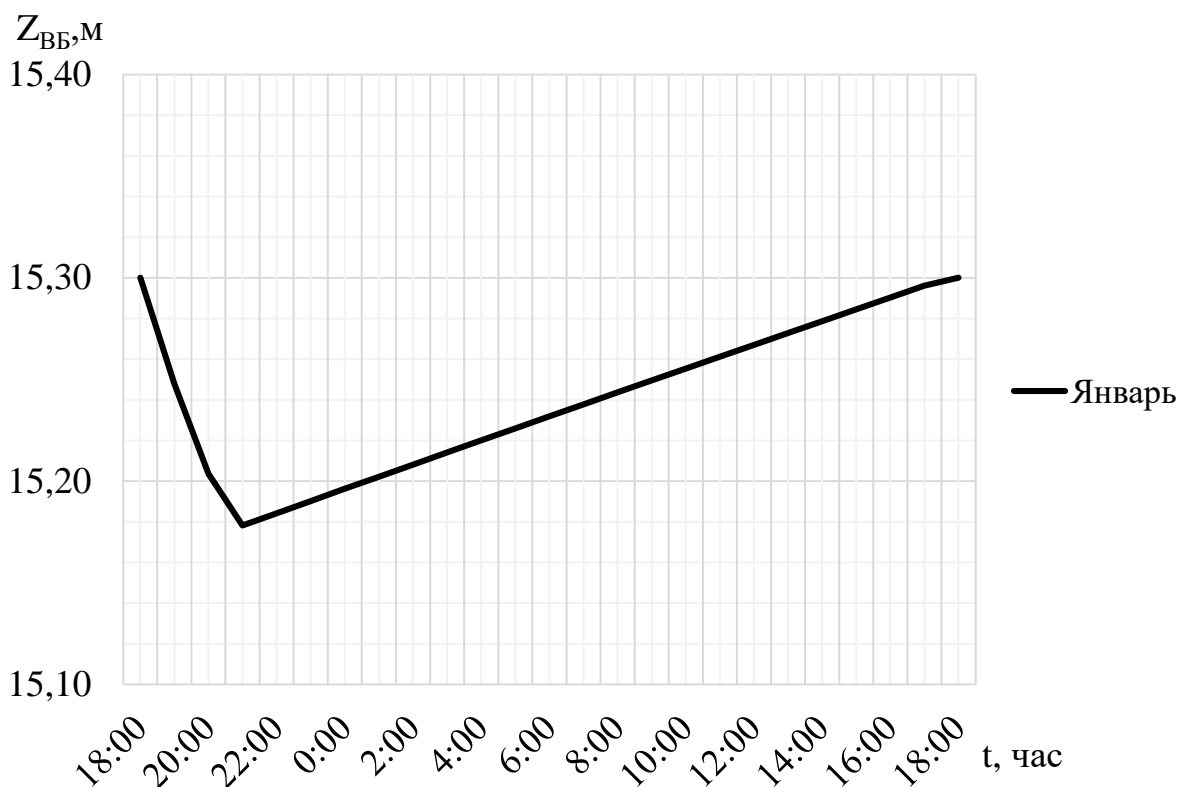


Рисунок 2.3 – График сработки-наполнения водохранилища для типичных суток июня

Таблица 2.4 – ВЭР для типичных суток января

Часы	Q _{полезн. быт}	Q _ф	Q _{в-ща}	Q _{хол.с бр}	Q _{ГЭС}	Q _{НБ}	Q _{сан.п-к}	Объем		
								V _{нач}	ΔV	V _{кон}
18:00	2089	2	2861	0	4950	4952	1750	28,81	0,25	28,56
19:00	2089	2	2567	0	4656	4658	1750	28,56	0,22	28,34
20:00	2089	2	1438	0	3527	3529	1750	28,34	0,12	28,22
21:00	2089	2	-341	0	1748	1750	1750	28,22	-0,03	28,25
22:00	2089	2	-341	0	1748	1750	1750	28,25	-0,03	28,28
23:00	2089	2	-341	0	1748	1750	1750	28,28	-0,03	28,31
0:00	2089	2	-341	0	1748	1750	1750	28,31	-0,03	28,33
1:00	2089	2	-341	0	1748	1750	1750	28,33	-0,03	28,36
2:00	2089	2	-341	0	1748	1750	1750	28,36	-0,03	28,39
3:00	2089	2	-341	0	1748	1750	1750	28,39	-0,03	28,42
4:00	2089	2	-341	0	1748	1750	1750	28,42	-0,03	28,45
5:00	2089	2	-341	0	1748	1750	1750	28,45	-0,03	28,48
6:00	2089	2	-341	0	1748	1750	1750	28,48	-0,03	28,51
7:00	2089	2	-341	0	1748	1750	1750	28,51	-0,03	28,54
8:00	2089	2	-341	0	1748	1750	1750	28,54	-0,03	28,57
9:00	2089	2	-341	0	1748	1750	1750	28,57	-0,03	28,60
10:00	2089	2	-341	0	1748	1750	1750	28,60	-0,03	28,63
11:00	2089	2	-341	0	1748	1750	1750	28,63	-0,03	28,66
12:00	2089	2	-341	0	1748	1750	1750	28,66	-0,03	28,69
13:00	2089	2	-341	0	1748	1750	1750	28,69	-0,03	28,72
14:00	2089	2	-341	0	1748	1750	1750	28,72	-0,03	28,75
15:00	2089	2	-341	0	1748	1750	1750	28,75	-0,03	28,78
16:00	2089	2	-341	0	1748	1750	1750	28,78	-0,03	28,81

Окончание таблицы 2.4

Часы	Верхний бьеф			Z _{НБ} , м	Н, м	N _{ГЭС} МВт	N _{Гар} , МВт	ЭГЭС.сут, млн. кВт·ч
	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}					
18:00	15,30	15,25	15,27	-10,39	25,47	1071	1071	12,19
19:00	15,25	15,20	15,23	-10,63	25,66	1015	1015	
20:00	15,20	15,18	15,19	-11,77	26,76	802	802	
21:00	15,18	15,18	15,18	-14,56	29,54	439	сан. п-к	
22:00	15,18	15,19	15,19	-14,56	29,55	439	сан. п-к	
23:00	15,19	15,20	15,19	-14,56	29,55	439	сан. п-к	
0:00	15,20	15,20	15,20	-14,56	29,56	439	сан. п-к	
1:00	15,20	15,21	15,21	-14,56	29,57	439	сан. п-к	
2:00	15,21	15,21	15,21	-14,56	29,57	439	сан. п-к	
3:00	15,21	15,22	15,22	-14,56	29,58	439	сан. п-к	
4:00	15,22	15,23	15,22	-14,56	29,58	439	сан. п-к	
5:00	15,23	15,23	15,23	-14,56	29,59	440	сан. п-к	
6:00	15,23	15,24	15,23	-14,56	29,60	440	сан. п-к	
7:00	15,24	15,24	15,24	-14,56	29,60	440	сан. п-к	
8:00	15,24	15,25	15,25	-14,56	29,61	440	сан. п-к	
9:00	15,25	15,26	15,25	-14,56	29,61	440	сан. п-к	
10:00	15,26	15,26	15,26	-14,56	29,62	440	сан. п-к	
11:00	15,26	15,27	15,26	-14,56	29,62	440	сан. п-к	
12:00	15,27	15,27	15,27	-14,56	29,63	440	сан. п-к	
13:00	15,27	15,28	15,28	-14,56	29,64	440	сан. п-к	
14:00	15,28	15,28	15,28	-14,56	29,64	440	сан. п-к	
15:00	15,28	15,29	15,29	-14,56	29,65	440	сан. п-к	
16:00	15,29	15,30	15,29	-14,56	29,65	441	сан. п-к	

На основе полученных в результате ВЭР данных по типичным суткам каждого месяца строится общий график сработки-наполнения водохранилища, который представлен на рисунке 2.4.

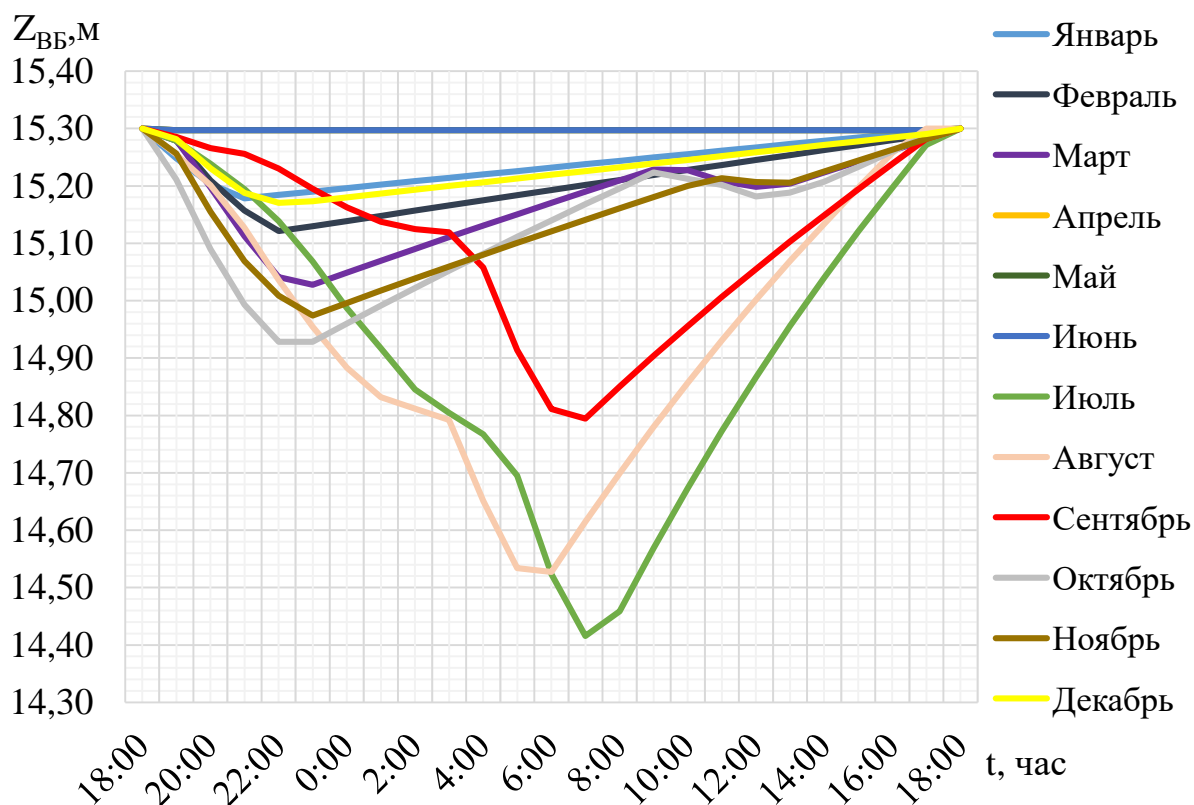


Рисунок 2.4 – График сработки-наполнения водохранилища

2.3.2 Определение установленной мощности ГЭС

Рабочая мощность за каждый месяц определяется по таблице 2.4 и таблицам, указанным в приложении А, как максимальная мощность за сутки внутри каждого месяца. В среднем рабочая мощность станции за весь год составляет 1886 МВт.

Выбор установленной мощности обуславливается технико-экономическими расчетами. Рассмотрим 2 различных значения установленной мощности 1071 МВт и 2453 МВт.

При установленной мощности 1071 МВт станция будет работать преимущественно в базовой части графика нагрузки энергосистемы. Выработка за год составит 6,18 млрд кВт·ч, что в пересчете на деньги при стоимости электроэнергии по тарифам Юга 4,02 руб/кВт·ч составит 24,835 млрд рублей. Будет иметься 11 месяцев с холостыми сбросами, что за год составит приблизительно 61% от суммарного годового расхода в створе плотины. Число часов использования установленной мощности – 11134.

При установленной мощности 2453 МВт станция будет работать в пиковой и полупиковых частях графика нагрузки энергосистемы, но 3 месяца с холостыми сбросами будет работать в базовой части. Выработка за год составит 10,47 млрд кВт·ч, что в пересчете на деньги составит 41,489 млрд рублей. Холостые сбросы за год составит приблизительно 19% от суммарного годового расхода в створе плотины.

Помимо финансового преимущества также имеется преимущество при ремонте агрегатов, поскольку их число будет на порядок больше, причем ширина створа позволяет их разместить, соответственно станет проще выводить в ремонт агрегат в случае поломки, поскольку имеются исправные и готовые к работе агрегаты.

Вариант с установленной мощностью 2453 МВт является самым выгодным, поскольку наблюдается высокая выработка и минимум холостых сбросов, а также остается возможность покрывать пиковую часть графика нагрузки в соответствующие дни месяцев.

Установленная мощность Волжской ГЭС – это сумма рабочей и резервной мощностей. Резерв для Волжской ГЭС принимается примерно равным 30% от средней рабочей мощности за год. Результаты расчётов сведём в таблицу 2.5.

Таблица 2.5 – Определение установленной мощности ГЭС

Месяц	Макс.рабочая мощность ГЭС за месяц, МВт	Средняя рабочая мощность за год, МВт	Резервная мощность, МВт	Установленная мощность, МВт
Январь	1071	1886	567	2453
Февраль	1307			
Март	1549			
Апрель	2381			
Май	2381			
Июнь	2381			
Июль	2381			
Август	2145			
Сентябрь	2199			
Октябрь	1979			
Ноябрь	1744			
Декабрь	1112			

2.3.3 Определение среднегодовой выработки

По данным в таблице 2.4 и таблицах, приведенных в приложении А, определяем выработку за сутки $Э_{ГЭС.сут.}$. Далее, умножив выработку за сутки на количество дней в месяце, получим выработку за месяц. Просуммировав значения за каждый месяц получим среднегодовую выработку. Результаты внесём в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Определение среднегодовой выработки

Месяц	Выработка за сутки, млн.кВт·ч	Выработка за месяц, млн.кВт·ч	Среднегодовая выработка, млрд.кВт·ч
Январь	12,19	377,84	10,27
Февраль	12,92	374,71	
Март	15,70	486,63	
Апрель	57,15	1714,47	
Май	57,13	1771,16	
Июнь	57,15	1714,38	
Июль	29,77	922,93	
Август	26,55	822,94	
Сентябрь	22,65	679,37	
Октябрь	18,31	567,66	
Ноябрь	16,21	486,33	
Декабрь	12,97	402,11	

2.3 Баланс мощности

Основой для построения баланса мощности служит годовой график максимальных мощностей.

Для построения баланса мощности необходимо определить рабочую мощность и резерв существующих электростанций. При составлении баланса учитывается следующее: аварийный резерв составляет 8% от максимальной мощности энергосистемы и располагается на ТЭС, нагрузочный резерв составляет 1% мощности энергосистемы и располагается на ГЭС в соответствии их рабочим мощностям.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

р
е

м Аналогично находится ремонтная площадь существующих в ОДУ Юга ГЭС: Чиркейской, Ирганайской и каскада Кубанских ГЭС.

р Рабочая мощность ТЭС определяется из условия полного покрытия графика нагрузки. Для января:

Г

$$N_{\text{раб}}^{\text{ТЭС}} = P_{\text{макс}} - N_{\text{раб}}^{\text{пр.ГЭС}} - N_{\text{раб}}^{\text{сущ.ГЭС}} = 13604 - 1071 - 1463 =$$

С

=

т

Уде

с

т

п

р

·

Г

Э

С

·

·

Ремонтная площадь ТЭС

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{ месяц} = \frac{12159}{2} = 6079 \text{ МВт} \cdot \frac{\text{мес}}{\text{год}} \quad (2.10)$$

Данная ремонтная площадь меньше площади провала графика максимальных нагрузок. Распределим эту ремонтную площадь между апрелем, маем, июнем, июлем, августом и сентябрем. Полученные данные для построения баланса мощности представлены в таблице 2.7. График баланса мощности продемонстрирован на плакате «Использование водной энергии».

Таблица 2.7 – Баланс мощности

Месяц	Нагрузка энергосистемы			Проектируемая (Волжская) ГЭС		
	$P_{\text{макс}}$, МВт	$P_{\text{н.р.}}$, МВт	$P_{\text{а.р.}}$, МВт	$N_{\text{раб}}$, МВт	$N_{\text{н.р.}}$, МВт	$N_{\text{рем.}}$, МВт
Январь	13604	136	1089	1071	57	102
Февраль	13256	133	1060	1307	64	102
Март	12653	127	1012	1549	72	-
Апрель	11958	120	957	2381	72	-
Май	11355	114	908	2381	68	-
Июнь	11007	110	881	2381	69	-
Июль	11007	110	881	2381	66	102
Август	11355	114	908	2145	74	-
Сентябрь	11958	120	957	2199	81	-
Октябрь	12653	127	1012	1979	81	-
Ноябрь	13256	133	1060	1744	76	-
Декабрь	13604	136	1088	1112	59	102

Продолжение таблицы 2.7

Месяц	Существующие ГЭС			ТЭС		
	$P_{\text{макс}}$, МВт	$P_{\text{н.р.}}$, МВт	$N_{\text{рем.}}$, МВт	$N_{\text{раб}}$, МВт	$N_{\text{а.р.}}$, МВт	$N_{\text{рем.}}$, МВт
Январь	1463	79	-	11070	1089	-
Февраль	1400	69	-	10549	1060	-
Март	1188	55	78	9916	1012	-
Апрель	1553	47	-	8024	957	476
Май	1605	46	-	7369	908	1134
Июнь	1405	41	-	7221	881	1513
Июль	1568	44	-	7058	881	1427
Август	1162	40	-	8048	908	1134
Сентябрь	1030	38	78	8729	957	398
Октябрь	1118	46	78	9556	1012	-
Ноябрь	1288	56	-	10224	1060	-
Декабрь	1437	77	78	11055	1088	-

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Режимное поле

Режимное поле служит для определения области допустимой работы проектируемой ГЭС. Методика построения режимного поля приведена в методическом пособии «Выбор параметров ГЭС». [1]. Результаты расчётов сведены в таблицу 3.1. Режимное поле представлено на рисунке 3.1.

Таблица 3.1 – Режимное поле

Кривые связи НБ		Напорные характеристики			Линия ограничения по мощности генератора		Линия ограничения по пропускной способности турбины		Линия ограничения по санитарному попуску	
$Q_{НБ},$ м ³ /с	$Z_{НБ},$ м	$\nabla_{НПУ},$ м	$\nabla_{УМО},$ м	$H_{Р},$ м	$H_{ГЭС},$ м	$Q_{ГЭС},$ м ³ /с	$H_{ГЭС},$ м	$Q_{ГЭС},$ м ³ /с	$H_{ГЭС},$ м	$Q_{ГЭС},$ м ³ /с
0	-29,80	44,90	44,02	44,45	22,5	12826	21,39	13491	14	1750
5000	-20,00	28,58	27,68	28,13	22,25	12970	21,34	13444	15	1750
10000	-16,13	23,56	22,66	23,11	22	13117	21,29	13319	16	1750
15000	-14,34	21,78	20,88	21,33	21,75	13268	21,24	13117	17	1750
20000	-13,24	21,02	20,12	20,57	21,5	13422	21,19	12843	18	1750
25000	-11,82	20,35	19,45	19,90	21,35	13517	21,14	12500	19	1750
30000	-10,39	19,56	18,66	19,11	21,23	13596	21,09	12095	20	1750
35000	-8,96	18,76	17,86	18,31					21	1750
40000	-7,66	18,09	17,19	17,64					22	1750
45000	-6,49	17,56	16,66	17,11					23	1750
50000	-5,31	17,02	16,12	16,57					24	1750
55000	-3,96	16,28	15,38	15,83					25	1750
60000	-2,41	15,86	14,76	15,31					26	1750
65000	-1,13	15,36	14,46	14,91					27	1750

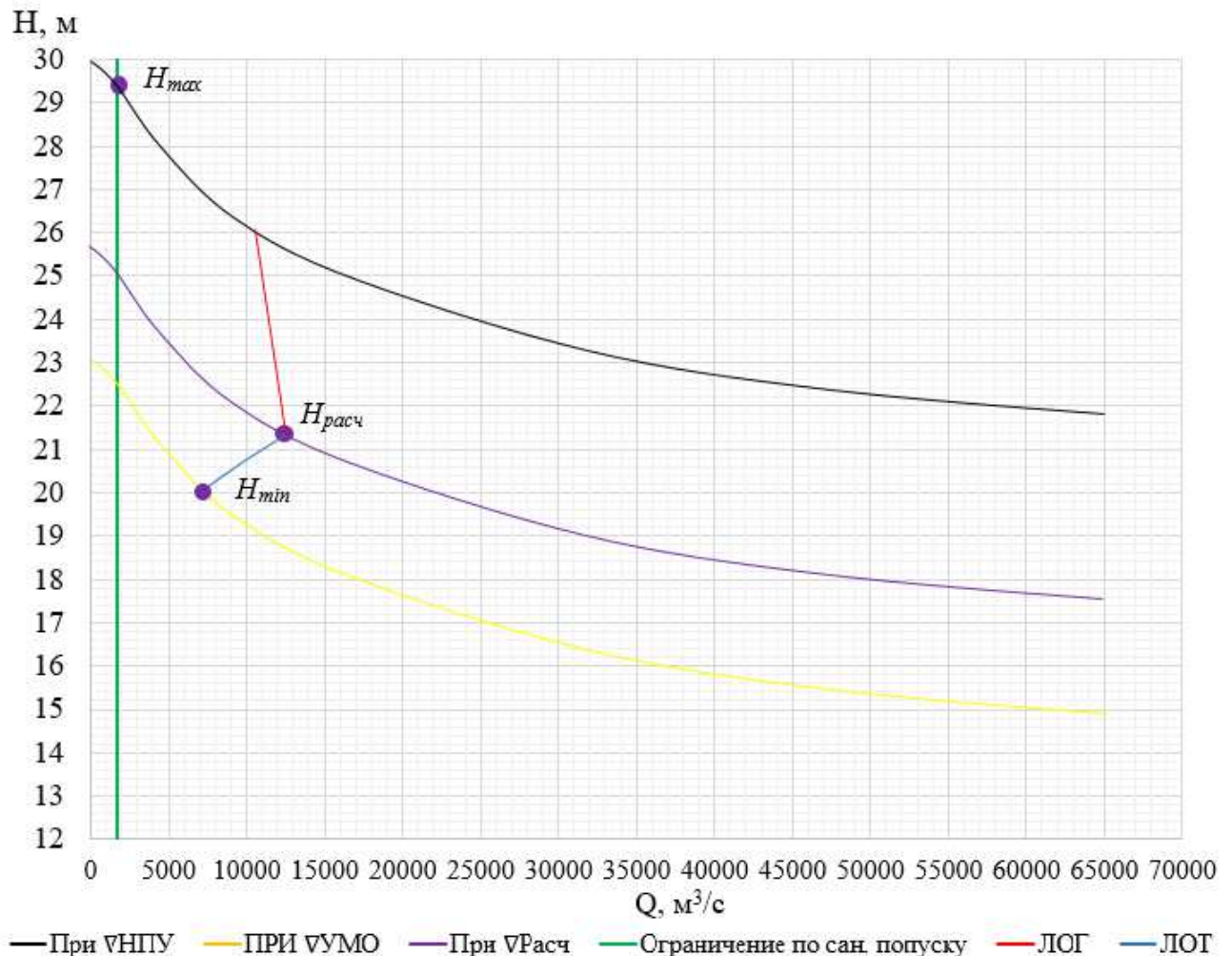


Рисунок 3.1 – Режимное поле

3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Началом технико-экономического обоснования оптимального варианта основного оборудования служит нахождение величин, необходимых для выбора числа и типа агрегатов. Таковыми являются:

- максимальный напор H_{\max} , равный 29,65 м. Определяется как точка пересечения линии ограничения по минимальному расходу (санитарный попуск) с напорной характеристикой при НПУ.
- минимальный напор H_{\min} , равный 15,10 м. Определяется как точка пересечения напорной характеристики при УМО с линией ограничения по пропускной способности турбины.
- расчётный напор $H_{\text{расч}}$, равный 21,39 м. Определяется как точка пересечения линии расчётного напора, линии ограничения по пропускной способности турбины и линии ограничения по мощности генератора.

Следующим шагом осуществляется подбор всех возможных типов гидротурбин по справочным материалам, руководствуясь условиями:

- значение максимального напора не должно превышать значение предельного напора, указанного в справочных данных;

- значение отношения N_{\min}/N_{\max} , рассчитанное в работе, не должно быть меньше, чем в справочных данных;
- максимальный диаметр рабочего колеса турбины необходимо выбирать исходя из условия транспортировки к месту монтажа.

В таблице 3.2 указаны параметры моделей типов турбин, соответствующих вышеуказанным условиям.

Таблица 3.2 – Турбинное оборудование

Параметр	Тип гидротурбины	
	ПЛ30а-В	ПЛ30б-В
$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	30	30
N_{\min}/N_{\max}	0,71	0,71
$n'_{\text{Юрт}}, \text{ мин}^{-1}$	126	130
$Q'_{\text{Юрт}}, \text{ л/с}$	890	1270
$\eta_{\text{м опт}}$	0,912	0,911
$Q_{\text{I max}}, \text{ л/с}$	1950	1900
$D'_{1 \text{ м}}, \text{ м}$	0,46	0,46
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	4	8
$t_{\text{мод}}, ^{\circ}\text{C}$	5	21
$v_{\text{мод}} \cdot 10^{-6}, \text{ м}^2/\text{с}$	1,52	0,99

Затем по методике, изложенной в главах 12.1 и 12.2 методического пособия «Выбор параметров ГЭС» [1], из представленных типов гидротурбин и их различных диаметров определяется оптимальный вариант. Результаты расчётов представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Расчёт параметров гидротурбин

Параметр	ПЛ30а-В					ПЛ30б-В				
	7,5	8	8,5	9	9,5	7,5	8	8,5	9	9,5
$D_1, \text{ м}$	7,5	8	8,5	9	9,5	7,5	8	8,5	9	9,5
$\eta_{\text{т}}$	0,931	0,932	0,932	0,933	0,933	0,915	0,915	0,916	0,916	0,917
$N'_{\text{а}}, \text{ МВт}$	87,3	99,4	112,2	125,9	140,3	8571 8	9760 0	1102 57	1236 89	1378 97
Z' шт	28,11	24,69	21,86	19,49	17,48	28,62	25,13	22,25	19,83	17,79
$Z_{\text{а}}, \text{ шт}$	30	26	22	20	18	30	26	24	20	18
$N_{\text{а}}, \text{ МВт}$	81,8	94,3	111,5	122,6	136,3	6455 3	7214 7	8176 7	1226 50	1362 78
$n'_{\text{с}}, \text{ об/мин}$	79,7	74,7	70,4	66,5	63,0	79,0	74,1	69,7	65,9	62,4
$n_{\text{с}} \text{ об/мин}$	83,3	75	71,4	68,2	68,2	83,3	75	71,4	68,2	68,2
$n'_{\text{max}}, \text{ об/мин}$	113,4	110,5	112,5	153,9	162,4	114,5	111,4	113,5	155,2	163,8
$n'_{\text{расч}}, \text{ об/мин}$	112,9	109,9	111,9	129,3	136,4	113,9	110,9	112,9	130,4	137,6
$n'_{\text{min}}, \text{ об/мин}$	95,9	93,4	95,1	109,8	115,9	96,7	94,2	95,9	110,8	116,9

Продолжение таблицы 3.3

Параметр	ПЛЗ0а					ПЛЗ0б				
	$Q \cdot \eta_{\text{Нрасч}}$	1,654	1,566	1,639	1,609	1,604	1,219	1,198	1,202	1,609
$Q \cdot \eta_{\text{Нmax}}$	1,014	0,960	1,005	0,986	0,983	0,747	0,734	0,737	0,986	0,983
$Q'_{\text{I, Нmax}}$	1,393	1,224	1,084	0,644	0,694	0,937	0,823	0,729	0,650	0,583
$Q'_{\text{I, Нmin}}$	1,648	1,448	1,282	0,903	0,972	1,108	0,974	0,862	0,911	0,817

Сопоставим различные турбины по следующим параметрам:

- максимальный КПД;
- оптимальная рабочая зона турбины;
- сокращение количества агрегатов;

Лучшим вариантом является турбина ПЛЗ0а-В-950, с частотой вращения $n_c=68,2$ об/мин. Количество агрегатов принимаем равным 18. Рабочая зона турбины ПЛЗ0а-В-950 на главной универсальной характеристике представлена на рисунке Б.1 приложения Б.

3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

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

$$\nabla Z_{\text{р.к.}} = Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}}) + H_s \quad (3.1)$$

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

Расчетное значение высоты отсасывания H_s определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показывает, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима:

- для максимального напора H_{max} и номинальной мощности;
- для расчетного напора H_p и номинальной мощности;
- для минимального напора H_{min} и соответствующей мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания находится по формуле:

$$H_s = 10,3 - \frac{Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s + \Delta Z_{\text{х.пл}}, \quad (3.2)$$

где 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 – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}})$;
 $\Delta Z_{\text{х.пл.}}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для осевых вертикальных ПЛ-турбин $\Delta Z_{\text{х.пл.}}=0$.

Ввиду того, что Волга впадает в Каспийское море, знак перед вторым слагаемым меняется на противоположный, так как Каспийское море находится ниже Балтийского по уровню.

При H_{max} :

$$H_s = 10,3 + \frac{(-24,23)}{900} - 0,338 \cdot 29,65 - 1,5 = -1,25 \text{ м.}$$

При H_p :

$$H_s = 10,3 + \frac{(-23,60)}{900} - 0,846 \cdot 21,39 - 1,5 = -9,32 \text{ м.}$$

При H_{min} :

$$H_s = 10,3 + \frac{(-23,58)}{900} - 0,765 \cdot 15,10 - 1,5 = -2,78 \text{ м.}$$

Из рассчитанных значений выбирается то, при котором будет обеспечена бескавитационная работа во всех режимах. По этому условию высота отсасывания принимается равной $H_s=-9.32$ м. Таким образом, отметка установки рабочего колеса будет равна:

$$V_{\text{РК}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}) - H_s = -0,72 - 9,32 = -10,04 \text{ м.} \quad (3.3)$$

3.4 Выбор типа серийного генератора

Полученные значения синхронной частоты вращения и номинальной активной мощности турбины позволяют осуществить выбор гидрогенератора. Для выбранной турбины наиболее подходящим является гидрогенератор СВФ-1500/130-88.

Рассчитаем номинальную полную мощность и число полюсов гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos \varphi} = \frac{136,3}{0,85} = 160 \text{ МВА,} \quad (3.4)$$

где $\cos \varphi=0,85$ – коэффициент мощности гидрогенератора.

Число полюсов гидрогенератора:

$$p = \frac{60 \cdot f}{n_c} = \frac{60 \cdot 50}{68,2} = 88, \quad (3.5)$$

где f – частота сети, n_c – синхронная частота вращения.

Согласно отраслевому стандарту ОТС 108.023.06.84 выбираем конструктивную схему компоновки агрегата зонтичного типа с двумя направляющими подшипниками (генераторный подшипник установлен в верхней крестовине).

3.5 Выбор вспомогательного оборудования

3.5.1 Выбор типа маслонапорной установки

Габаритные размеры определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного числа сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме, представленной в справочном пособии «Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций», часть 1, стр. 144 [3], определяется тип МНУ для напора 30 м и $D1 - 9,5$ м:

МНУ 20/2-40-20-3 – с двумя гидроаккумуляторами объемом 20 м^3 , рассчитанным на давление 4 МПа и сливным баком вместимостью 20 м^3 и тремя насосами.

3.5.2 Выбор электрогидравлического регулятора

По справочным данным [3] (таблица 9.2, стр. 103), определяем тип ЭГР. Так как турбина поворотно-лопастная, то выбираем. Выбранный регулятор - ЭГРК-2И1-100-4, тип панели электрооборудования – 2И1; диаметр главного золотника 100 мм и гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

3.6 Выбор кранового оборудования

Выбирая типы, количество и грузоподъемности кранов, следует основываться на следующих условиях:

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

По справочным данным пособия «Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций», часть 2, стр. 51 [3] выбираем 2 мостовых крана грузоподъемностью $2 \times (450/100)$. Два козловых крана верхнего бьефа грузоподъемностью $2 \times (200/30)$ и два козловых крана нижнего бьефа 2×70 тонн.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Главная схема Волжской ГЭС должна обеспечивать выдачу мощности в различных эксплуатационных режимах и отвечать требованиям необходимой надежности, манёвренности, а также безопасной эксплуатации.

Все генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами, параллельная работа блоков осуществляется на высоком напряжении, где предусматривается распределительное устройство.

Основываясь на количестве агрегатов и единичной мощности каждого из них, целесообразно выбрать укрупненные блоки, в которых каждому трансформатору соответствуют два генератора.

4.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, приходящейся на собственные нужды станции, составляет 0,2% от номинальной мощности генератора:

$$S_{С.Н.} = 0,002 \cdot S_{Г,НОМ} = 0,002 \cdot 160 = 0,32 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.1)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{Тс.н.} \geq S_{С.Н.} \quad (4.2)$$

где $S_{Тс.н.}$ – мощность трансформатора собственных нужд.

Согласно Технической политике «РусГидро», применяем сухие трансформаторы.

В соответствии с [14] рекомендуется применять на напряжение 0,4 кВ трансформаторы с максимальной единичной мощностью 1000кВ·А и напряжением короткого замыкания 8%, но в отдельных случаях можно применять и трансформаторы мощностью 1600кВ·А.

Выбираем ТСЛ-1600/10. Каталожные данные приведены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Каталожные данные трансформатора ТСЛ-1600/10

$S_{НОМ}, \text{МВ} \cdot \text{А}$	$U_{НОМ}, \text{кВ}$		$U_{к}, \%$	$\Delta P_{к}, \text{кВт}$	$\Delta P_{xx}, \text{кВт}$
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$			
1,6	10	0,4	5,2	16	2,9

Количество трансформаторов собственных нужд:

$$n = \frac{S_{С.Н.}}{S_{Тс.н.}} = \frac{5,8}{1,6} \approx 4. \quad (4.3)$$

В связи с повышенными требованиями надежности принимаем еще 4 резервных трансформатора.

В связи с большой мощностью станции, и наличием мощных двигателей сооружается 2 ступени напряжения собственных нужд 10,5 и 0,4 кВ. Схема собственных нужд прямая.

Для электроснабжения СН ГЭС должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания. Секции 10,5 кВ питаются от четырех агрегатных трансформаторов собственных нужд ТСН1, ТСН2, ТСН3, ТСН4 типа ТСЛ-2500/15, а также осуществлено резервное питание от низшей обмотки автотрансформатора связи АОДЦТН-167000/500/220. Осуществляется взаимное резервирование. Связь секции 10,5 и 0,4 кВ осуществляется с помощью трансформаторов ТСЛ-1600/10. На ступени 0,4 кВ имеется дизель-генераторная установка для осуществления резервного питания агрегатных нужд. Паспорт ТСЛ-2500/15 представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные ТСЛ-2500/15

$S_{\text{НОМ}}$, МВ·А	$U_{\text{НОМ}}$, кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$			
2,5	13,8	10,5	5,0	20	3,4

4.3 Выбор главных повышающих трансформаторов

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

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

Расчётная мощность трансформатора укрупненного блока определится:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot (S_{\text{Г,НОМ}} - S_{\text{С.Н.}}) = 2 \cdot (160 - 0,002 \cdot 160) = 319,36 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad (4.4)$$

По каталогу ЧАО «Запорожтрансформатор» выбираются трансформаторы ТДЦ-400000/220 и ТДЦ-400000/500. Каталожные данные приведены в таблицах 4.3 и 4.4 соответственно.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-400000/220

$S_{\text{НОМ}}$, МВ·А	$U_{\text{НОМ}}$, кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
400	242	13,8	11	880	205	0,03

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-400000/500

$S_{\text{НОМ}}$, МВ·А	$U_{\text{НОМ}}$, кВ		$U_{\text{к}}$, %	$\Delta P_{\text{к}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$I_{\text{х}}$, %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
400	500	13,8	13	790	315	0,70

4.4 Выбор количества отходящих линий и марки проводов

Суммарная мощность, выдаваемая с РУ в энергосистему:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot (S_{\Gamma} - S_{C.H.}) = 18 \cdot (160 - 0,32) = 2874,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.5)$$

Мощность, выдаваемая на распределительном устройстве 500 кВ:

$$S_{\Sigma}^{500} = n_{\Gamma} \cdot (S_{\Gamma} - S_{C.H.}) = 10 \cdot (160 - 0,32) = 1596,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.6)$$

Мощность, выдаваемая на распределительном устройстве 220 кВ:

$$S_{\Sigma}^{220} = n_{\Gamma} \cdot (S_{\Gamma} - S_{C.H.}) = 8 \cdot (160 - 0,32) = 1277,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.7)$$

Для сети 220 кВ и выше пропускная способность ЛЭП обуславливается значениями натуральной мощности и коэффициента K . Для ВЛ 500 кВ и 220 кВ натуральная мощность составляет 900 МВт и 135 МВт соответственно, а коэффициент K – 1 и 1,2 соответственно.

Число отходящих ВЛ от РУ 500кВ:

$$n_{\text{л}}^{500} = \frac{S_{\Sigma}^{500} \cdot \cos \varphi_c}{(K \cdot P_{\text{нат}})} = \frac{1596,8 \cdot 0,84}{(1 \cdot 900)} = 1,49, \quad (4.8)$$

где K – коэффициент пропускной способности;
 $\cos \varphi_c$ – коэффициент мощности энергосистемы, равный 0,84;

Окончательное число ВЛ принимается равным $n = n_{\text{л}} + 1 = 3$.

Так как сеть имеет напряжение 500 кВ, то применяется расщепление фазы на 3 провода по условиям короны.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{3 \cdot n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1596,8}{3 \cdot 3 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,205 \text{ кА}. \quad (4.9)$$

Расчетный ток ВЛ 500 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\Gamma} \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 205 = 0,215 \text{ кА}, \quad (4.10)$$

где $\alpha_i = 1,05$ – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки;

$\alpha_{\Gamma} = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

Исходя из значения расчётного тока и минимального диаметра провода по условиям недопущения короны ВЛ 500 кВ, выбираем провод АС – 300/66. Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 758 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{3 \cdot (n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1596,8}{3 \cdot 2 \cdot \sqrt{3} \cdot 500} = 0,258 \text{ кА.} \quad (4.11)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры провода АС-300/66

Число проводов в фазе	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	b_0 , $10^4 \cdot \text{См/км}$
3	0,100	0,310	2,64

Число отходящих ВЛ от РУ 220кВ:

$$n_{\text{л}}^{220} = \frac{S_{\Sigma}^{220} \cdot \cos \varphi_{\text{с}}}{(K \cdot P_{\text{нат}})} = \frac{1277,4 \cdot 0,84}{(1,2 \cdot 135)} = 6,63, \quad (4.12)$$

Окончательное число ВЛ принимается равным $n = n_{\text{л}} + 1 = 8$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1277,4}{8 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,419 \text{ кА.} \quad (4.13)$$

Расчетный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{т}} \cdot \alpha_{\text{и}} \cdot I_{\text{раб}} = 1,0 \cdot 1,05 \cdot 0,419 = 0,440 \text{ кА,} \quad (4.14)$$

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

$\alpha_{\text{т}} = 1,0$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

Исходя из значения расчётного тока и минимального диаметра провода по условиям недопущения короны ВЛ 220 кВ, выбираем провод АС – 240/32. Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 610 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1277,4}{7 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,479 \text{ кА.} \quad (4.15)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Параметры провода АС-240/32

Число проводов в фазе	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	b_0 , $10^4 \cdot \text{См/км}$
1	0,121	0,435	2,6

4.5 Выбор схемы распределительных устройств

Целесообразно было бы применить КРУЭ для обоих классов напряжения: 220кВ и 500кВ, поскольку КРУЭ отвечает современным требованиям надежности в связи с наименее тяжелыми последствиями при наступлении аварийных событий, КРУЭ можно расположить в непосредственной близости к зданию ГЭС и ЦПУ, КРУЭ безопаснее обслуживать, а также КРУЭ имеет больший срок эксплуатации в отличии от ОРУ.

В соответствии с [11] для класса напряжения 220кВ принимается схема «полупортальная» для случая с укрупненными блоками (13 присоединений). Схема представлена на рисунке 4.1. Для случая с простыми блоками (17 присоединений) принимается схема «две рабочие секционированные выключателями и обходная система сборных шин с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями (14)». Схема представлена на рисунке 4.2.

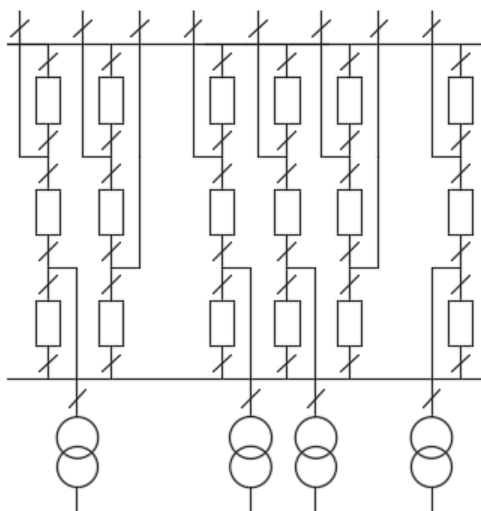


Рисунок 4.1 - Схема электрическая 220-17

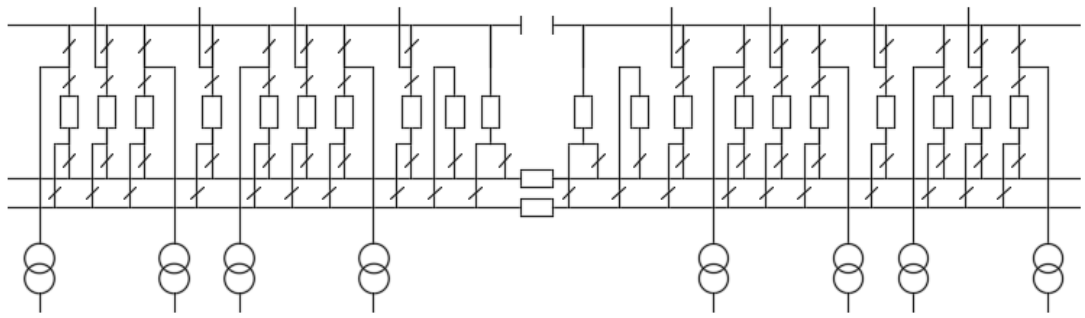


Рисунок 4.2 - Схема электрическая 220-14

Для класса напряжения 500кВ принимается схема «Полупорная (17)». Для случая с укрупненными блоками схема представлена на рисунке 4.3.

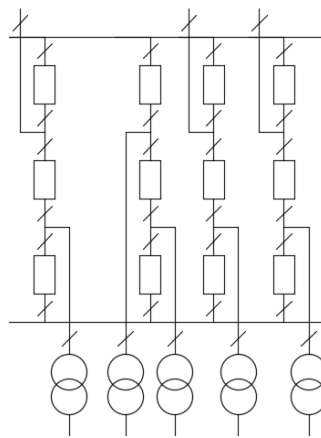


Рисунок 4.3 - Схема электрическая 500-17

4.6 Выбор автотрансформатора связи

Выбор автотрансформаторов связи осуществляется по двум режимам: нормальный, аварийное отключение одного блока на ступени среднего напряжения; Принципиальная схема с автотрансформатором связи представлена на рисунке 4.4.

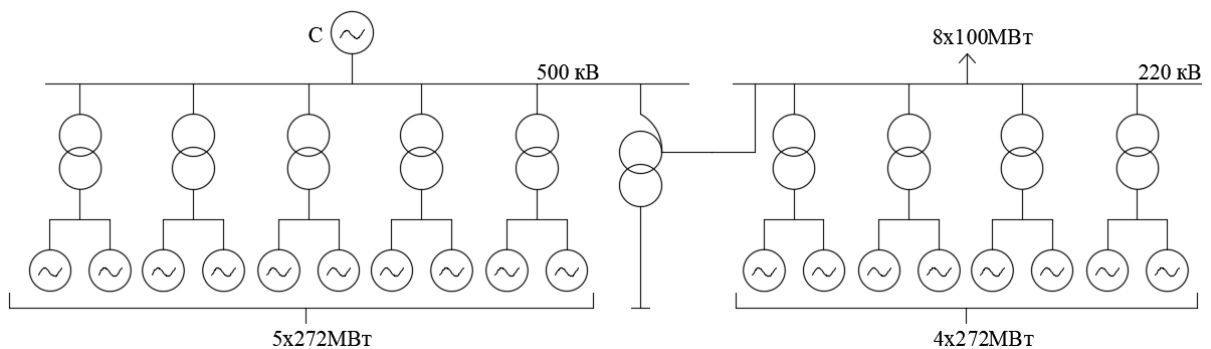


Рисунок 4.4 - Связь распределительных устройств двух напряжений посредством автотрансформатора связи

$$S_{\delta} = \frac{P_{\delta}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = 320 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.16)$$

$$S_{\delta, \text{С.Н.}} = P_{\delta} \cdot 0,2\% = 320 \cdot 0,002 = 0,64 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.17)$$

$$n_{\delta} = 4.$$

$$P_{\text{нагр}} = \frac{n_{\text{л}} \cdot P_{\text{н}}}{\cos \varphi_{\text{н}}} = \frac{8 \cdot 100}{0,85} = 941,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.18)$$

$$Q_{\text{нагр}} = P_{\text{н}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{н}} = 800 \cdot 0,62 = 495,8 \text{ МВ} \cdot \text{Ар}. \quad (4.19)$$

Выбор автотрансформатора связи с учётом перегрузочной способности производится по условию:

$$S_{\text{АТС}} \geq \frac{S_{\text{max, пер}}}{k_{\text{п}}}. \quad (4.20)$$

Нормальный режим:

$$\begin{aligned} S_{\text{пер}}^{\text{I}} &= \sqrt{(n_{\delta} \cdot (P_{\delta} - P_{\delta, \text{С.Н.}}) - P_{\text{нагр}})^2 + (n_{\delta} \cdot (Q_{\delta} - Q_{\delta, \text{С.Н.}}) - Q_{\text{нагр}})^2} = \\ &= \sqrt{(4 \cdot (272 - 0,54) - 800)^2 + (4 \cdot (168,6 - 0,34) - 495,8)^2} = \\ &= 336,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned} \quad (4.21)$$

Аварийное отключение одного блока на ступени СН:

$$\begin{aligned} S_{\text{пер}}^{\text{II}} &= \\ &= \sqrt{((n_{\delta} - 1) \cdot (P_{\delta} - P_{\delta, \text{С.Н.}}) - P_{\text{нагр}})^2 + ((n_{\delta} - 1) \cdot (Q_{\delta} - Q_{\delta, \text{С.Н.}}) - Q_{\text{нагр}})^2} = \\ &= \sqrt{((4 - 1) \cdot (272 - 0,54) - 800)^2 + ((4 - 1) \cdot (168,6 - 0,34) - 495,8)^2} = \\ &= 16,95 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned} \quad (4.22)$$

Аварийное отключение АТ_{св}:

$$S_{\text{АТС}} \geq \frac{S_{\text{max, пер}}}{k_{\text{п}}} = \frac{336,3}{1,4} = 240,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.23)$$

где $k_{\text{п}}$ – коэффициент перегрузки для аварийного отключения одного автотрансформатора связи.

Выбираем 3хАОДЦТН-167000/500/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Каталожные данные автотрансформатора АОДЦТН-167000/500/220

S _{ном} , МВ·А	U _{ном} , кВ			U _{к,В-С}	U _{к,В-Н}	U _{к,С-Н}	ΔP _к , кВт	ΔP _{хх} , кВт	S _{нн} , МВ·А
	U _{ВН}	U _{СН}	U _{НН}	%	%	%			
167	500/√3	230/√3	10,5	11	35	21,5	300	55	50

4.7 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта

Рассмотрим для начала схему распределительного устройства для класса напряжения 500кВ. Выбираем для сравнения «полуторную» схему с одиночными и укрупненными блоками.

Капиталовложения оцениваются:

$$K = a \cdot K_{ру}^{500} + b \cdot K_T^{500}, \quad (4.24)$$

где K_T^{500} – стоимость силового трансформатора 500 кВ;
 $K_{ру}^{500}$ – стоимость ячейки распределительного устройства 500 кВ;
 а – число ячеек распределительного устройства 500 кВ;
 б – число силовых трансформаторов 500 кВ;
 Капиталовложения для схемы с одиночным блоком:

$$K_I = 21 \cdot 90,52 + 10 \cdot 127,62 = 3,177 \text{ млрд руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненным блоком:

$$K_{II} = 12 \cdot 90,52 + 5 \cdot 228,37 = 2,228 \text{ млрд руб.}$$

Наиболее экономичный из вариантов требует наименьших значений полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_H \cdot K_i + И_i, \quad (4.25)$$

где E_H – коэффициент сравнительной эффективности, представляющий собой отношение снижения себестоимости к вызвавшим их капиталовложениям. В настоящее время $E_H=0,15$.

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком составят:

$$Z_I = 0,15 \cdot 3,177 + 0,117 = 0,477 \text{ млрд руб.}$$

Для схемы с укрупненным блоком:

$$Z_{II} = 0,15 \cdot 2,228 + 0,118 = 0,334 \text{ млрд руб.}$$

В результате сравнения экономических показателей рассмотренных вариантов схем видно, что разница составляет более 5%, а именно 29,98%. Таким образом, вариант с укрупненными блоками будет более выгодным.

Сравним три варианта для КРУЭ 220 кВ: первый – «полупотрнная» схема с одиночными блоками, второй – «полупотрнная» схема с укрупненными блоками, третий – схема «две рабочие секционированные выключателями и обходная системы шин с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями» и одиночными блоками.

Для первогоо случая будет 17 присоединений, на что понадобится 26 выключателей и 8 силовых трансформаторов, для второго случая – 13 присоединений, 4 силовых трансформатора и 20 выключателей. Для третьего случая будет 17 присоединений, 23 выключателя и 8 силовых трансформаторов.

Капиталовложения оцениваются:

$$K = c \cdot K_{\text{ру}}^{220} + d \cdot K_{\text{т}}^{220}, \quad (4.26)$$

где $K_{\text{т}}^{220}$ – стоимость силового трансформатора 220 кВ;
 $K_{\text{ру}}^{220}$ – стоимость ячейки распределительного устройства 220 кВ;
 c – число ячеек распределительного устройства 220 кВ;
 d – число силовых трансформаторов 220 кВ;

$$K_{\text{I}} = 26 \cdot 29,86 + 8 \cdot 92,16 = 1,514 \text{ млрд руб.}$$

$$K_{\text{II}} = 20 \cdot 29,86 + 4 \cdot 177,00 = 1,305 \text{ млрд руб.}$$

$$K_{\text{III}} = 23 \cdot 29,86 + 8 \cdot 92,16 = 1,424 \text{ млрд руб.}$$

Полные приведённые затраты составят:

$$Z_{\text{I}} = 0,15 \cdot 1,514 + 0,0526 = 0,280 \text{ млрд руб.}$$

$$Z_{\text{II}} = 0,15 \cdot 1,305 + 0,0494 = 0,245 \text{ млрд руб.}$$

$$Z_{\text{III}} = 0,15 \cdot 1,424 + 0,0526 = 0,266 \text{ млрд руб.}$$

Первый и второй варианты различаются на 12,50%; первый и третий – на 5%; второй и третий – на 7,89%. Таким образом, КРУЭ 220 кВ будет выполнено по схеме «полупотрнная» с укрупненными блоками.

4.8 Расчёт токов короткого замыкания

4.8.1 Параметры элементов схемы для расчёта токов короткого замыкания

Определим активные и индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Сопротивление синхронного генератора:

Индуктивное:

$$x_{\Gamma} = x''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,57 \cdot \frac{13,8^2}{160} = 0,678 \text{ Ом.} \quad (4.27)$$

где x''_d - сверхпереходное продольное сопротивление генератора;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора;

$S_{\text{НОМ}}$ – полная мощность генератора.

Активное:

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,678}{0,050 \cdot 314} = 0,043 \text{ Ом.} \quad (4.28)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{\Gamma} = E''_{*\Gamma} \cdot U_{\text{б}} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ.} \quad (4.29)$$

Сопротивление энергосистемы:

500 кВ:

Индуктивное:

$$x_c = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{515^2}{90} = 2946,94 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

Активное:

$$r_c = \frac{x_c}{50} = \frac{2946,94}{50} = 58,94 \text{ Ом.} \quad (4.31)$$

220 кВ:

Индуктивное:

$$x_c = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{230^2}{90} = 587,78 \text{ Ом.} \quad (4.32)$$

Активное:

$$r_c = \frac{x_c}{50} = \frac{587,78}{50} = 11,76 \text{ Ом.} \quad (4.33)$$

Значение ЭДС энергосистемы:
220 кВ:

$$E_c = E''_{*c} \cdot U_6 = 1,05 \cdot 230 = 241,5 \text{ кВ.} \quad (4.34)$$

500 кВ:

$$E_c = E''_{*c} \cdot U_6 = 1,05 \cdot 515 = 540,75 \text{ кВ.} \quad (4.35)$$

Сопротивление трансформатора ТДЦ-400000/500:
Активное:

$$r_T = \Delta P_k \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = 0,790 \cdot \frac{500^2}{400^2} = 1,23 \text{ Ом.} \quad (4.36)$$

Индуктивное:

$$x_T = \frac{U_K \% \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{13 \cdot 500^2}{100 \cdot 400} = 81,25 \text{ Ом.} \quad (4.37)$$

Сопротивление трансформатора ТДЦ-400000/220:
Активное:

$$r_T = \Delta P_k \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = 0,880 \cdot \frac{242^2}{400^2} = 0,32 \text{ Ом.} \quad (4.38)$$

Индуктивное:

$$x_T = \frac{U_K \% \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 400} = 16,11 \text{ Ом.} \quad (4.39)$$

Сопротивление автотрансформатора АОДЦТН-167000/500/220:
Активное:

$$r_{AT,B} = \Delta P_k \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = 0,300 \cdot \frac{(500/\sqrt{3})^2}{400^2} = 0,16 \text{ Ом.} \quad (4.40)$$

$$r_{AT,C} = r_{AT,H} = 0,5 r_{AT,B} = 0,08 \text{ Ом.} \quad (4.41)$$

Индуктивное:

$$x_{AT,B} = \frac{U_{K,B} \% \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{12,25 \cdot (500/\sqrt{3})^2}{100 \cdot 400} = 25,52 \text{ Ом.} \quad (4.42)$$

$$x_{AT,C} = \frac{U_{K,C} \% \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{0 \cdot (500/\sqrt{3})^2}{100 \cdot 400} = 0 \text{ Ом.} \quad (4.43)$$

$$x_{AT,H} = \frac{U_{K,H} \% \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{22,75 \cdot (500/\sqrt{3})^2}{100 \cdot 400} = 47,40 \text{ Ом.} \quad (4.44)$$

Сопротивление провода АС – 300/66:

Активное:

$$r_{Л1} = \frac{r_{0,уд} \cdot l_1}{n} = \frac{0,100 \cdot 354}{3} = 11,80 \text{ Ом.} \quad (4.45)$$

Индуктивное:

$$x_{Л1} = \frac{x_{0,уд} \cdot l_1}{n} = \frac{0,310 \cdot 354}{3} = 36,58 \text{ Ом.} \quad (4.46)$$

Сопротивление провода АС – 240/32:

Активное:

$$r_{Л2} = \frac{r_{0,уд} \cdot l_1}{n} = \frac{0,121 \cdot 17}{8} = 0,26 \text{ Ом.} \quad (4.47)$$

Индуктивное:

$$x_{Л2} = \frac{x_{0,уд} \cdot l_1}{n} = \frac{0,435 \cdot 17}{8} = 0,92 \text{ Ом.} \quad (4.48)$$

Коэффициенты трансформации:

ТДЦ-400000/500:

$$k_{T,НН-ВН} = \frac{13,8}{500} = 0,0276. \quad (4.49)$$

ТДЦ-400000/220:

$$k_{T,НН-ВН} = \frac{13,8}{242} = 0,0570. \quad (4.50)$$

АОДЦТН-167000/500/220:

$$k_{AT,CH-VH} = \frac{230/\sqrt{3}}{500/\sqrt{3}} = 0,46. \quad (4.51)$$

$$k_{AT,HH-VH} = \frac{10,5}{500/\sqrt{3}} = 0,0364. \quad (4.52)$$

$$k_{AT,HH-CH} = \frac{10,5}{230/\sqrt{3}} = 0,0791. \quad (4.53)$$

4.8.2 Расчёт токов однофазного и трехфазного КЗ для характерных точек системы с помощью ПО RastrWin3

Вносим ранее рассчитанные исходные данные в программный комплекс RastrWin3. На рисунках 4.5-4.10 представлены результаты расчётов токов КЗ из программы «RastrWin3».

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1
1	1	1	1	3ф	1	87,4541

Рисунок 4.5 – Результат для трёхфазного КЗ на выводах генератора со стороны СН

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1
1	1	1	1	3ф	22	61,3314

Рисунок 4.6 – Результат для трёхфазного КЗ на выводах генератора со стороны ВН

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1
1	1	1	1	3ф	32	4,1776

Рисунок 4.7 – Результат для трёхфазного КЗ на сборных шинах РУ 220 кВ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1
1	1	1	1	3ф	33	7,2908

Рисунок 4.8 – Результат для трёхфазного КЗ на сборных шинах РУ 500 кВ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1
1	1	1	1	1ф	32	7,3066

Рисунок 4.9 – Результат для однофазного КЗ на сборных шинах РУ 220 кВ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1
1	1	1	1	1ф	33	13,1331

Рисунок 4.10 – Результат для однофазного КЗ на сборных шинах РУ 500 кВ

4.8.3 Расчёт ударного тока короткого замыкания

Для расчёта ударного тока воспользуемся методом эквивалентирования схемы относительно характерных точек, а также формулами 4.64 и 4.65. При помощи того же программного комплекса «RastrWin3» с помощью функции «Шунт» найдем эквивалентные сопротивления для характерных точек. Результаты представлены на рисунках 4.11-4.14.

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} \quad (4.54)$$

где T_a – постоянная времени затухания.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(n)} \cdot K_y, \quad (4.55)$$

где K_y – ударный коэффициент, равный $(1 + e^{-0.01/T_a})$;
 $I_{п0}^{(n)}$ – периодическая составляющая тока КЗ.

Узлы/Несим/МД × Ветви/Несим/МД × Состав/Несим ×							
	S	№	№ сост	Тип	П 1	r1	x1
1		1	1	Шунт	14	0,0022	0,0366

Рисунок 4.11 – Эквивалентное сопротивление схемы относительно Г1

Узлы/Несим/МД × Ветви/Несим/МД × Состав/Несим ×							
	S	№	№ сост	Тип	П 1	r1	x1
1		1	1	Шунт	22	0,0010	0,0373

Рисунок 4.12 – Эквивалентное сопротивление схемы относительно Г9

Узлы/Несим/МД × Ветви/Несим/МД × Состав/Несим ×							
	S	№	№ сост	Тип	П 1	r1	x1
1		1	1	Шунт	32	0,3029	8,6656

Рисунок 4.13 – Эквивалентное сопротивление схемы относительно СШ 220 кВ

Узлы/Несим/МД × Ветви/Несим/МД × Состав/Несим ×							
	S	№	№ сост	Тип	П 1	r1	x1
1		1	1	Шунт	33	0,0887	2,6331

Рисунок 4.14 – Эквивалентное сопротивление схемы относительно СШ 500 кВ

Для удобства сведём все результаты в таблицу 4.8.

Таблица 4.8 – Результаты расчётов токов КЗ для характерных точек системы.

Точка КЗ	K_y	i_y , кА	$I_{п0}^{(3)}$, кА	$I_{п0}^{(1)}$, кА
Шина 220 кВ	1,8961	19,60	4,18	7,31
Шина 500 кВ	1,8996	35,27	7,29	13,13
Вывода генератора со стороны ВН	1,9193	166,46	61,33	-
Вывода генератора со стороны СН	1,9042	235,50	87,45	-

4.9 Выбор и проверка оборудования

При выборе коммутационных аппаратов необходимо обеспечить выполнение ряда требований:

- 1) Длительное проведение рабочих токов без чрезмерного повышения температуры;
- 2) Противостояние кратковременным электродинамическим и тепловым воздействиям токов КЗ;
- 3) Выдерживание механических нагрузок, удовлетворение требованиям экономичности.

4.9.1 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режимов

Рабочий ток в присоединениях генераторов Г1-Г18 13,8кВ:

$$I_{Г,раб макс} = 1,05 \cdot I_{Г,НОМ} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г,НОМ}}, \quad (4.56)$$

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

$$I_{Г,раб макс} = 1,05 \cdot \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 7029 \text{ А.}$$

Рабочий ток трансформатора ТДЦ-400000/220:

$$I_{Т1-Т4,раб.макс} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 242} = 954 \text{ А.} \quad (4.57)$$

где $S_{Т,НОМ}$ – номинальная полная мощность трансформатора;
 $U_{Т,НОМ}$ – номинальное напряжение трансформатора.

Рабочий ток трансформатора ТДЦ-400000/500:

$$I_{Т5-Т9,раб.макс} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 500} = 462 \text{ А.} \quad (4.58)$$

Рабочий ток автотрансформатора связи АОДЦТН-167000/500/220:

$$I_{АТ,раб.макс} = 1,05 \cdot \frac{S_{Т,НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т,НОМ}} = 1,05 \cdot \frac{167}{\sqrt{3} \cdot 500/\sqrt{3}} = 351 \text{ А.} \quad (4.59)$$

4.9.2 Выбор генераторных выключателей

Генераторный выключатель выбирается по следующим условиям:

- 1) $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном,с}}$
- 2) $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{Гр.аб max}}$
- 3) $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$

По каталогу компании «Alstom Grid» выбираем генераторный аппаратный комплекс FKG1N для генераторов Г1-Г8. Его основные параметры представлены в таблице 4.9. В состав генераторного комплекса входят разъединители, заземлители, ограничители перенапряжения, измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Таблица 4.9 – Основные параметры FKG1N

Параметры	Расчётные данные	FKG1N
Номинальное напряжение, кВ	13,8	До 24
Ток максимальный рабочий, кА	7,029	10800
Ток КЗ, кА	87,45	80-120
Ток ударный	235,50	330

Выполним проверку по току термической стойкости:

$$V_{\text{к,норм}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} = 120^2 \cdot 3 = 43200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (4.60)$$

где $t_{\text{T}}=3\text{с}$;

I_{T} – ток термической стойкости.

$$V_{\text{к,расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{в}} + t_{\text{р.з.}}) = 87,45^2 \cdot (0,1 + 0,01) = 1102 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (4.61)$$

$V_{\text{к,норм}} > V_{\text{к,расч}}$, следовательно, выключатель проходит проверку по термической стойкости.

Для генераторов Г9-Г18 по каталогу компании «Alstom Grid» выбираем генераторный аппаратный комплекс FKG-2S. Его основные параметры представлены в таблице 4.10. В состав генераторного комплекса входят разъединители, заземлители, ограничители перенапряжения, измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Таблица 4.10 – Основные параметры FKG-2S

Параметры	Расчётные данные	FKG-2S
Номинальное напряжение, кВ	13,8	До 20
Ток максимальный рабочий, кА	7,029	9,500
Ток КЗ, кА	61,33	63
Ток ударный	166,46	220

Выполним проверку по току термической стойкости:

$$W_{к,норм} = I_T^2 \cdot t_T = 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (4.62)$$

где $t_T=3\text{с}$;

I_T – ток термической стойкости.

$$W_{к,расч} = I_{п0}^2 \cdot (t_{в} + t_{р.з.}) = 61,33^2 \cdot (0,115 + 0,01) = 470 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (4.63)$$

$W_{к,норм} > W_{к,расч}$, следовательно, выключатель проходит проверку по термической стойкости.

4.9.3 Выбор электроаппаратов на напряжение класса 220 кВ

В качестве электротехнического коммутационного аппарата среднего напряжения было выбрано КРУЭ ЯГГ-220 производства компании АО ВО «Электроаппарат».

Так как в распредустройстве используется модульная конструкция, то все его основные компоненты, такие как дугогасительная камера, разъединители, заземлители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также привод и оборудование для контроля и управления, монтируются внутри газонаполненных корпусов. Основные параметры КРУЭ ЯГГ-220 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Основные параметры ячейки КРУЭ ЯГГ-220

Параметры	Расчётные данные	ЯГГ-220
Номинальное напряжение, кВ	220	До 252
Ток максимальный рабочий, кА	0,479	До 3,150
Ток КЗ, кА	13,13	До 50
Ток ударный	33,60	До 125

4.9.4 Выбор электроаппаратов на класс напряжения 500 кВ

В качестве электротехнического коммутационного аппарата высокого напряжения было выбрано комплектной распределительное устройство с элегазовой изоляцией ЯЭУ-500 производства ОАО «Энергомеханический завод».

Смонтированы все основные компоненты распредустройства, такие как дугогасительная камера, разъединители, а также привод и оборудование для контроля и управления, заземлители, измерительные трансформаторы тока и напряжения. Каталожные данные КРУЭ ЯЭУ-500 кВ представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Основные параметры ячейки КРУЭ ЯЭУ-500

Параметры	Расчётные данные	ЯЭУ-500
Номинальное напряжение, кВ	220	До 525
Ток максимальный рабочий, кА	0,758	До 6,000
Ток КЗ, кА	7,31	До 50
Ток ударный	18,51	До 150

4.6.1 Выбор вспомогательного электрооборудования

Согласно ПУЭ [13], трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 220 кВ устанавливаем ОПН-П-220/154/20 УХЛ1 (П – полимер, материал покрышки; 154 – наибольшее длительно допустимое действующее значение рабочего напряжения, кВ; 20 – номинальный разрядный ток, кА.) фирмы ЗАО «ЗЭТО». В цепи 500 кВ устанавливаем ОПН-П-500/318/20 У1. В цепи 13,8 кВ устанавливаем ОПН-П-15/18,0/10 У1.

Также устанавливаются разъединители, укомплектованные заземлителями РД-220 УХЛ1 для цепи 220 кВ и РГ-500/3150 УХЛ1 для цепи 500кВ.

По значениям токов рабочего и утяжеленного режимов выбирается высокочастотный заградитель – ВЗ-1250-0,5 для 220 кВ и ВЗ-2000-0,5 (высокочастотный заградитель, номинальный ток, номинальная индуктивность). Фильтр присоединения в линии 220 кВ – ФПМ-Рс-3200/50-124 УХЛ1, укомплектованный конденсатором связи. Для линии 500 кВ – ФПМ-Рс-4650/50-127 УХЛ1, укомплектованный конденсатором связи. Производителем является фирма ООО «Конденсатор»/

Выбран в качестве прибора контроля качества электроэнергии Энерготестер ПКЭ-А компании НПП «Марс-Энерго». [5]

Выбран синхронизатор Спринт-М компании ЗАО «РАДИУС Автоматика», предназначенный для автоматического включения синхронных машин на параллельную работу.

Выбрана дизель-генераторная установка Caterpillar 3616. Технические параметры приведены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Технические параметры Caterpillar 3616

Номинальная мощность, кВт	5200
Полная мощность, кВ·А	6500
Резервная мощность, кВт	5720
Резервная полная мощность, кВ·А	7150
Напряжение, кВ	0,4

5 Релейная защита и автоматика

5.1 Расчёт номинальных токов

Номинальный ток генератора:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{160000}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 6694 \text{ А}, \quad (5.1)$$

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

Номинальный вторичный ток генератора:

$$I_{\text{Г,НОМ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ НН}}} = \frac{6694 \cdot 1}{8000/5} = 4,18 \text{ А}, \quad (5.2)$$

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 напряжения 500кВ:

$$I_{500,\text{НОМ}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ,Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ,Т}}} = \frac{400000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 462 \text{ А}, \quad (5.3)$$

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

Номинальный вторичный ток на стороне 500кВ:

$$I_{500,\text{НОМ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{K_{\text{ТТ ВН}}} = \frac{462}{500/5} = 4,62 \text{ А}. \quad (5.4)$$

Номинальный вторичный ток ротора, приведенный к стороне 13,8 кВ:

$$I_{13,8,\text{РОТ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НОМ,РОТ}}^{(1)} \cdot U_{\text{НН}} \cdot K_{\text{СХ}}}{1,2255 \cdot U_{\text{ВН}} \cdot K_{\text{ТТ ВН}}} = \frac{2275 \cdot 0,4 \cdot 1}{1,2255 \cdot 13,8 \cdot 100/5} = 2,69 \text{ А}, \quad (5.5)$$

где $I_{\text{НОМ,РОТ}}^{(1)}$ – номинальный ток ротора;
 $U_{\text{НН}}$ – номинальное напряжение низкой стороны;
 $U_{\text{ВН}}$ – номинальное напряжение высокой стороны;
 $K_{\text{ТТ ВН}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока;
 $K_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы, равный единице для схемы соединения «звезда».

Первичный ток трансформатора возбуждения на стороне 13,8 кВ:

$$I_{ВН ТЕ}^{(1)} = \frac{S_{НОМ,ТСН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{1500}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 62,76 \text{ А}, \quad (5.6)$$

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

Вторичный ток трансформатора возбуждения:

$$I_{ВН ТЕ}^{(2)} = \frac{I_{НОМ}}{K_{ТТ ВН ТЕ}} = \frac{62,76}{100/5} = 3,14 \text{ А}, \quad (5.7)$$

5.2 Технические данные оборудования

Технические данные гидрогенератора представлены в таблице 5.1, трансформатора – в таблице 5.2.

Таблица 5.1 - Параметры гидрогенератора

Тип		СВФ – 1500/130-88
Мощность номинальная	полная	160 МВА
	активная	136 МВт
Номинальное напряжение		13,8 кВ
Коэффициент мощности cosφ		0,85
Частота вращения		68,2 об/мин
Номинальный ток статора		6694 А
Ток ротора при номинальной нагрузке		2275 А
Индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е)	синхронное X _d	1,75
	переходное X' _d	0,56
	сверхпереходное X'' _d	0,4
Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о.е.		0,409
Емкость обмотки статора		1,08 мкФ/фазу

Таблица 5.2 - Параметры силового трансформатора ТДЦ-400000/500

Тип	ТДЦ - 400000/500
мощность номинальная	400 МВА
номинальное напряжение	500/13,8
напряжение короткого замыкания	13
группа соединений	Y _н /Δ
режим работы нейтрали	–

5.3 Перечень защит основного оборудования

Согласно ПУЭ [13] для гидрогенератора СВФ – 1500/130 –88 мощностью 136 МВт должны быть предусмотрены следующие виды защит:

1. Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
 2. Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
 3. Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
 4. Защита от повышения напряжения;
 5. Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
 6. Защита от симметричных перегрузок статора;
 7. Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
 8. Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
 9. Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
 10. Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
 11. Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.
- Виды защит для трансформатора ТДЦ-400000/220 в соответствии с ПУЭ:
1. Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
 2. Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
 3. Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
 4. Резервная максимальная токовая защита;
 5. Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;
 6. Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
 7. Реле тока охлаждения трансформатора блока – защита от потери охлаждения;
 8. Защита от перегрева трансформатора.
- Виды защит для трансформатора ТДЦ-400000/500:
1. Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
 2. Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
 3. Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 500 кВ;
 4. Резервная максимальная токовая защита;
 5. Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;

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

7. Реле тока охлаждения трансформатора блока – защита от потери охлаждения;

8. Защита от перегрева трансформатора.

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

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 агрегатного трансформатора собственных нужд ТСЛ-2500/15:

1. Токовая отсечка;

2. Максимальная токовая защита;

3. Защита от коротких замыканий сети 0,4кВ.

Защиты воздушных линий 220 кВ:

1. Дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

2. 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;

3. Токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;

4. 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);

5. Для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

Защиты воздушных линий 500 кВ:

1. Дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

2. 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;

3. Токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;

4. 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);

5. Для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 500 кВ предусматривается УРОВ 500 кВ.

5.4 Описание защит и расчёт их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах. Данный вид защиты действует на отключение генератора, гашение полей, на пуск пожаротушения генератора и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов. Подключается к трансформаторам тока и к линейным выводам статора генератора.

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{одн} \cdot f_i \cdot I_H = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 6694 = 335 \text{ А}, \quad (5.8)$$

где $K_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформатора тока равный 0,5;
 f_i – относительная погрешность трансформаторов тока равная 0,1;
 I_H – номинальный ток генератора равный 1580 А.
 Уставка выбирается из следующего условия:

$$I_{CP.0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = K_H \cdot K_{одн} \cdot f_i \cdot I_H = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_H = 0,1 \cdot I_H, \quad (5.9)$$

где K_H – коэффициент надежности, равный 2.
 Исходя из вышеуказанного условия (5.11) принимается уставка начального тока срабатывания равная:

$$I_{CP.0} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 6694 = 1004 \text{ А}. \quad (5.10)$$

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

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

$$I_{МАКС} = \frac{E_d''}{x_d''} \cdot I_H = \frac{1,13}{0,4} \cdot 6694 = 18911 \text{ А}, \quad (5.11)$$

где E_d'' – сверхпереходное ЭДС генератора, 1,13;
 x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора, 0,4.
 Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{одн} \cdot I_{МАКС} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 18911 = 1891,1 \text{ А}, \quad (5.12)$$

где $K_{АП}$ – коэффициент апериодической составляющей равный 2.
 Коэффициент торможения определяется из следующего условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.13)$$

где K_H – коэффициент надежности, 2;
 I_T – ток трехфазного КЗ на выводах генератора.

Тогда:

$$K_T > \frac{1891,1 \cdot 2}{18911}$$

$$K_T > 0,2$$

K_T принимается равным 0,3, исходя из условия (5.13).

Уставка начального торможения выбирается исходя из условия (5.14) и равна:

$$I_{HT} = \frac{I_{CP.0}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_H}{0,3} = 0,5 \cdot I_H. \quad (5.14)$$

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

$$B \geq \frac{I_{CP.0}}{K_T} = \frac{0,15 \cdot I_H}{0,3} = 0,5 \cdot I_H. \quad (5.15)$$

Исходя из условия (5.15) типовое значение уставки принимается равным $1,5I_H$.

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора приведена на рисунке 5.1:

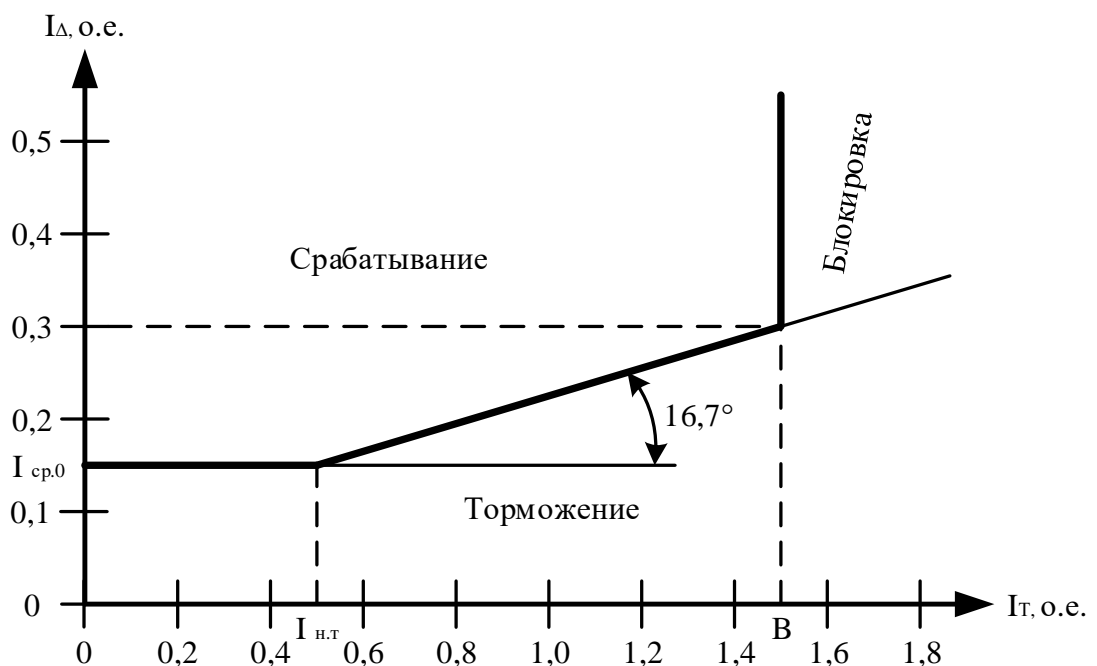


Рисунок 5.1 - Характеристика срабатывания диф. защиты генератора

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

Данная защита выполняется с помощью двух органов напряжения.

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

Напряжение срабатывания органа основной 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.

Схема замещения для определения напряжения $U_{0 \text{ эл.ст.}}$ приведена на рисунке 5.2:

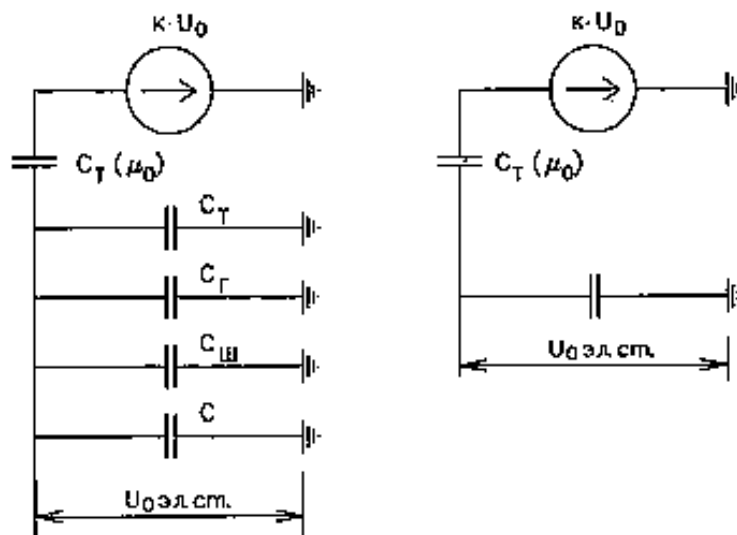


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения $U_{0 \text{ эл.ст.}}$

На рисунке 5.2 соответствующими буквенными значениями обозначены:

C_T – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю 1,08;

C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

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

C – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{Ш} + C = 0,0073 + 1,08 + 0,008 + 0,35 = 1,445 \text{ мкФ.} \quad (5.16)$$

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне ВН трансформатора:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{500}{\sqrt{3}} = 96,23 \text{ кВ}, \quad (5.17)$$

где $U_{\text{НОМ ВН}}$ – номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора, кВ.
 Напряжение нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора:

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = K \cdot U_0 \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma} = 0,5 \cdot 96,23 \frac{0,009}{0,009 + 1,445} = 298 \text{ В}, \quad (5.18)$$

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

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

Суммарный емкостный ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 1,445 = 10,83 \text{ А}, \quad (5.19)$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из условия:

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ Эл.ст}}, \quad (5.20)$$

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

$K_{\text{В}}$ – коэффициент возврата;

$n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

$$U_{\text{ср}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3}{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{0,1}{3}\right)} \cdot 298$$

$$U_{\text{ср}} \geq 5,91$$

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

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

Уставка для органа U_{03} выбирается по коэффициенту торможения K_T от 1 до 3. В данном случае K_T принимается равным 1,1. Тогда расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора в зависимости от K_T будет равно:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,1 + 2} = 0,3226 \quad (5.21)$$

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

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

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

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.22)$$

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

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP2} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В} \quad (5.23)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 500 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 ($I2$)

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Уставка сигнального органа принимается равной $0,07 \cdot I_H$.

2) Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}} = 600$ с.

Относительный ток обратной последовательности, на который реагирует защита:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{600}} = 0,22, \quad (5.24)$$

где A – параметр, заданный заводом-изготовителем;

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

Уставка в относительных единицах равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,22}{1,2} = 0,18, \quad (5.25)$$

где K_H – коэффициент надежности.

Уставка в именованных единицах:

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,18 \cdot I_H = 0,18 \cdot 6694 = 1205 \text{ A}. \quad (5.26)$$

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

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{A}{I_{*2\text{ПУСК}}^2} = \frac{30}{0,18^2} \approx 925 \text{ с}. \quad (5.27)$$

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

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

Отсюда:

$$I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}} = 30 = A_{\text{ИО}}. \quad (5.29)$$

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

Таблица 5.3 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	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:

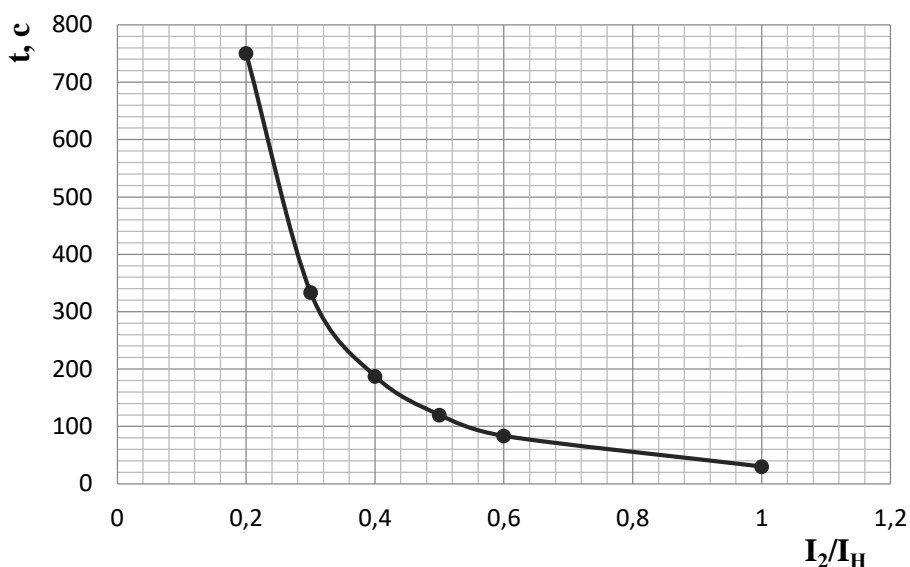


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа, время срабатывания принимаем: $t_{\min} = 30$ с, $t_{\max} = 750$ с.

3) 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» ($t_{охл}$) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{охл} = 120$ 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 к повреждениям в конце линий 500 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$I_{*КЗ}^{(2)ВН} = \frac{E_*}{(x_d'' + x_{2Г}) \cdot k_T^2 + 2x_T 2x_L}, \quad (5.30)$$

где x_d'' - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;
 $x_{2Г}$ - сопротивление обратной последовательности генератора;
 x_T - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

$$I_{*КЗ}^{(2)ВН} = \frac{1}{(0,4 + 0,409) \cdot \left(\frac{500}{13,8}\right)^2 + 2 \cdot 0,052 + 2 \cdot 0,022} = 0,0009 \text{ о. е.}$$

$$I_{КЗ}^{\text{мин}} = 2 \cdot I_{*КЗ}^{(2)ВН} \cdot k_T = 2 \cdot 0,0009 \cdot \left(\frac{500}{13,8}\right) = 0,065 \text{ о. е.} \quad (5.31)$$

б) При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2С.З.} \leq \frac{I_{КЗ}^{\text{мин}}}{K_{\text{ч}}} = \frac{0,065}{1,2} = 0,05 \text{ о. е.} \quad (5.32)$$

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 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

Принимаем уставку срабатывания $I_{2С.З.} = 0,2 \cdot I_{\text{ном}}$.

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H = 7163 \text{ A}, \quad (5.33)$$

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

$K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени 0,9 секунд.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H = 7363 \text{ A}. \quad (5.34)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

Таблица 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок

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

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

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

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

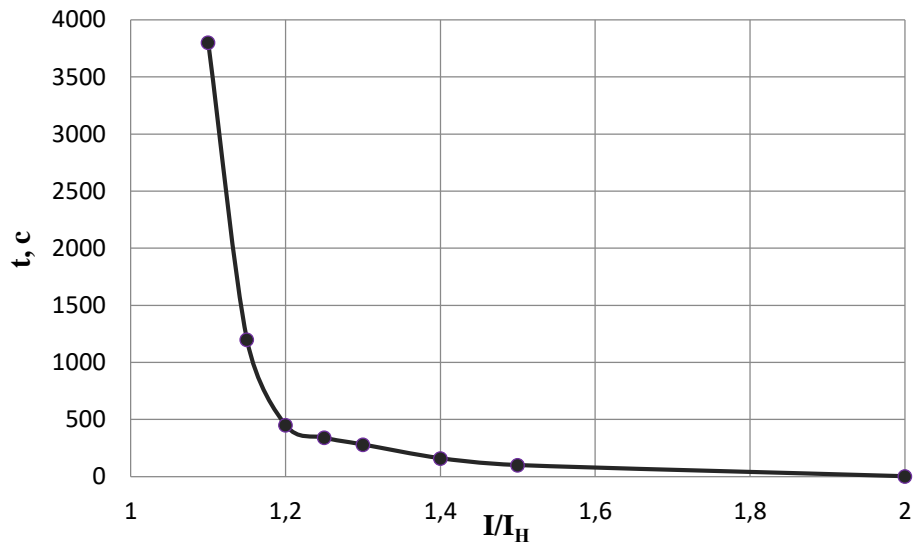


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}} = 8193 \text{ А} \quad (5.35)$$

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

$$U_{\text{ср}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13800/100} = 66 \text{ В.} \quad (5.36)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.4.6 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:

$$I_{P \text{ СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 2434 \text{ А}, \quad (5.37)$$

где $I_{\text{НОМ.Р}}$ – номинальный ток ротора.

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 2503 \text{ А}. \quad (5.38)$$

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

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.5:

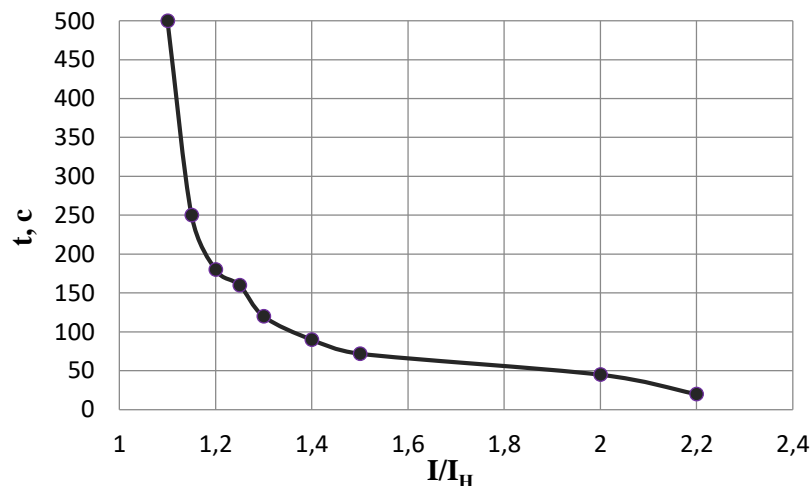


Рисунок 5.5 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,35 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} = 4982 \text{ А.} \quad (5.39)$$

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

5.4.7 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 500 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 500 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 500 кВ Волжская ГЭС – Волга:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 170,66 + \frac{0,8}{3} \cdot 0,96 = 136,78 \text{ Ом}, \quad (5.40)$$

где Z_T – сопротивление трансформатора приведенное к высшей стороне

$Z'_{1Л}$ – сопротивление линии (4.34);

K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны.

Сопротивление трансформатора ТДЦ-400000/500, приведенное к высшей стороне:

$$Z_{T,500} = \frac{U_{k,\%}}{100} \cdot \left(\frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \right)^2 = 0,13 \cdot \left(\frac{500}{13,8} \right)^2 = 170,66 \text{ Ом.} \quad (5.41)$$

Сопротивление линии 500кВ:

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_L^2 + r_L^2} = \sqrt{36,58^2 + 11,8^2} = 38,44 \text{ Ом.} \quad (5.42)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,13 \cdot \frac{160}{400} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{160}{515^2} \cdot 38,44 = 0,11 \quad (5.43)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,11 \cdot 1,19 = 0,131 \text{ Ом}, \quad (5.44)$$

где Z_6 – базисное сопротивление генератора, равное:

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{13,8^2}{160} = 1,19 \text{ Ом}. \quad (5.45)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1\text{сз}} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,131 \cdot \frac{8000/5}{13800/100} = 1,52 \text{ Ом}. \quad (5.46)$$

Принимается уставка $Z_{1\text{сз}}=1,52$ Ом.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13,8 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6694} = 1,19 \text{ Ом}, \quad (5.47)$$

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):

$$I_{\Phi} = \frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.Х.Х.}}} = \frac{2 \cdot 2275 - 0,95}{792,7 - 0,95} = 2,74 \text{ о.е.}, \quad (5.48)$$

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:

$$Z_{\text{НАГР.}\Phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о.е.} \quad (5.49)$$

$$\cos\varphi_{\text{нагр.}\phi} = \frac{\cos\varphi_{\text{H}}}{0,95 \cdot I_{\phi}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 2,5} = 0,36. \quad (5.50)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{нагр.}\phi} = 65,86^\circ$.
Сопrotивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{\text{нагр.}\phi}}{K_{\text{H}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.} \quad (5.51)$$

$$Z_{C3II} = Z_{II \text{ о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot 1,19 = 0,42 \text{ Ом.} \quad (5.52)$$

Значение уставки реле составляет:

$$Z_{C3II} = \frac{Z_{C3II} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{H}}} = \frac{0,42 \cdot 8000/5}{13800/100} = 4,87 \text{ Ом.} \quad (5.53)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 4,87 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{см}1} = 0,18 \text{ Ом}$, $Z_{\text{см}2} = 0,58 \text{ Ом}$.

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 500 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.6.

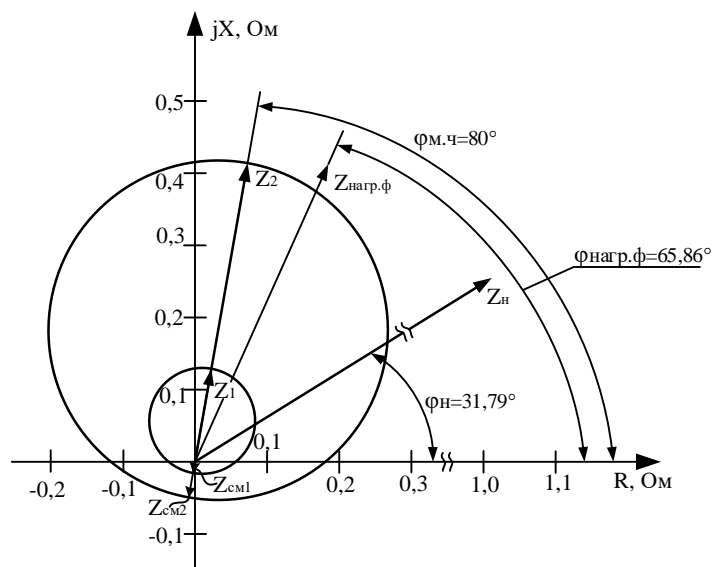


Рисунок 5.6 - Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.5 Выбор комплекта защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбраны микропроцессорные шкафы релейной защиты и автоматики производства «Экра» типа ШЭ1113 предназначенные для применения в качестве комплексной защиты блоков генератор-трансформатор малой и средней мощности.

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

5.6 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,59 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,09 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	6,28 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,1	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,29 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,63 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,20 \cdot I_H$	0,84 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	4,48 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	4,60 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_H$	5,12 А
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	2,88 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	2,96 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,19 \cdot I_{НОМ.Р}$	5,89 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,11	1,52 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,35	4,87 Ом

Матрица отключений представлена в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Матрица отключений

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

6 Компонровка и сооружения гидроузла

6.1 Проектирование водосливной плотины

Класс основных гидротехнических сооружений определяется в зависимости от их высоты и типа грунтов оснований, $N_{уст}$, количества населения в нижнем бьефе. Руководствуясь СП 58.13330.2012 присваивается I класс сооружения. Коэффициент надежности γ_n для первого класса ГТС составляет 1,25.

6.1.1 Определение отметки гребня плотины

За отметку гребня плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

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

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

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

где $h_{run1\%}$ – высота наката волн на напорной грани;
 Δh_{set} – высота ветрового нагона;
 a – конструктивный запас, $a = 0,5$ м.

Определим высоту ветрового нагона волны по формуле:

$$\Delta h_{set} = K_W \cdot \frac{v^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 9,5 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{7,2^2 \cdot 2171}{9,81 \cdot 22,47} \cdot 1 = 4,85 \cdot 10^{-4} \text{ м}, \quad (6.3)$$

где $v=7,2$ м/с – расчетная скорость ветра;
 α – угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров, $\alpha = 0$;
 K_W – коэффициент, зависящий от скорости ветра, $K_W = 9,5 \cdot 10^{-7}$;
 $L=2171$ м – длина разгона волны;
 d – средняя глубина водохранилища перед плотинной:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}}{2} = \frac{15,3 - (-29,64)}{2} = 22,47 \text{ м}. \quad (6.4)$$

$$\Delta h_{set} = 9,5 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{7,2^2 \cdot 2171}{9,81 \cdot 22,47} \cdot \cos 0^\circ = 4,85 \cdot 10^{-4} \text{ м}.$$

Найдем безразмерные комплексы $\frac{gt}{V_w}$ и $\frac{gL}{V_w^2}$:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 2171}{7,2^2} = 410,83, \quad (6.5)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{7,2} = 29430, \quad (6.6)$$

где t – период действия ветра, принимается $t = 21600$ с.

По графику [13, Приложение 1, рис.1] снимаются величины $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$ для полученных значений $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ по верхней огибающей кривой, которые сведём в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Определение параметров $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$

	$\frac{gL}{V_w^2} = 410,83$	$\frac{gt}{V_w} = 29430$
$\frac{g\bar{T}}{V_w}$	2,36	4,80
$\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$	0,034	0,109

Принимаем наименьшие значения $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 2,36$; $\frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0,034$ и определяем параметры волны:

Средняя высота волны:

$$\bar{h} = \frac{0,034 \cdot v^2}{g} = \frac{0,034 \cdot 7,2^2}{9,81} = 0,18 \text{ м.} \quad (6.7)$$

Средний период волны:

$$\bar{T} = \frac{1,95 \cdot v}{g} = \frac{1,95 \cdot 7,2}{9,81} = 1,43 \text{ с.} \quad (6.8)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 1,43^2}{2 \cdot 3,14} = 3,19 \text{ м.} \quad (6.9)$$

Необходима проверка глубоководности, удовлетворяющая условию:

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

$22,47 > 0,5 \cdot 3,19$, следовательно, условие выполняется.

Высота волны 1% обеспеченности в системе волн глубоководной зоны:

$$h_{1\%} = k_i \cdot \bar{h} = 2,12 \cdot 0,18 = 0,38 \text{ м}, \quad (6.11)$$

где k_i - коэффициент, определяемый по графику [13, Приложение 1, рис.2] в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$, $k_i = 2,12$.

Высота наката волны 1% обеспеченности:

$$h_{\text{run}1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{\text{run}} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 0,99 \cdot 1,0 \cdot 0,38 = 0,34 \text{ м}. \quad (6.12)$$

где $k_r = 1$ и $k_p = 0,9$ – коэффициент шероховатости и проницаемости откоса, принимаемый по СП 38.13330.2012, с учетом того, что откос укреплен железобетонными плитами [2, таблица 6] ;

$k_{sp} = 0,99$ – коэффициент, принимаемый по СП 38.13330.2012, с учётом того, что заложение откоса $m=3,75$;

$k_{\text{run}} = 1,0$ – коэффициент, принимаемый по графикам [2, рис. 10] в зависимости от пологости волны $\frac{\bar{\lambda}_d}{h_{1\%}}=8,39$.

Превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 0,34 + 0,0005 + 0,5 = 0,84 \text{ м}. \quad (6.13)$$

Отметка гребня грунтовой плотины:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s = 15,3 + 0,84 = 16,14 \text{ м}. \quad (6.14)$$

$$\begin{aligned} \nabla_{\text{ГБП}} &= \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a = 15,3 + 0,38 + 0,0005 + 0,8 = \\ &= 16,48 \text{ м}. \end{aligned} \quad (6.15)$$

6.2 Гидравлические расчёты

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Определим расчётный расход воды, который должен пропускаться при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС. Количество агрегатов,

участвующих в пропуске расчётных расходов должно быть не более $(n-3)$ для числа агрегатов ГЭС от 13 до 18 включительно:

Расход воды, пропускаемый через агрегаты ГЭС:

$$Q_{\text{ГЭС}} = (n - 3) \cdot Q_{\text{ГА}} = (18 - 3) \cdot 670 = 10050 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (6.16)$$

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

Расчётный расход для основного расчётного случая:

$$Q_p = Q_{\text{осн.макс}} - Q_{\text{ГЭС}} = 59150 - 10050 = 49100 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.17)$$

где $Q_{\text{осн.макс}}$ – расчётный максимальный расход для основного расчётного случая, равный $Q_{0,1\%} = 59150 \text{ м}^3/\text{с}$.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{49100}{127,23} = 385,92 \text{ м}, \quad (6.18)$$

где q_b – удельный расход на водосливе:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 101,78 = 127,23 \text{ м}^2/\text{с}. \quad (6.19)$$

где q_p – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{НБ}} = 3,5 \cdot 29,08 = 101,78 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.20)$$

где $[v_h]$ – неразмывающая скорость для глины.

$h_{\text{НБ}}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $\nabla_{\text{НБ}} = f(Q_{\text{НБ}})$ при $Q_{\text{осн.макс}} h_{\text{НБ}}=29,08 \text{ м}$.

Ширина водосливного фронта должна соответствовать стандартному ряду, поэтому округляем B в большую сторону до 390 м, принимаем ширину пролета $b=30 \text{ м}$ и количество пролетов $n=13$. Так как число затворов более 6, то учитываем возможность неоткрытия одного из них, поэтому добавляем ещё один пролёт. Так как ширина пролета находится в пределах $20 \leq b \leq 30 \text{ м}$, то толщина быка будет равна $\delta_b = (0,1 \div 0,13) \cdot b = 3,9 \text{ м}$.

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{49100}{0,49 \cdot 390 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 14,98 \text{ м}, \quad (6.21)$$

где m - коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в курсовом проекте очертание водосливной стенки Кригера- Офицерова типа А, $m = 0,49$. На рисунке 6.1 представлено очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова.

Тип В принимается только для водосливного фронта без быков.

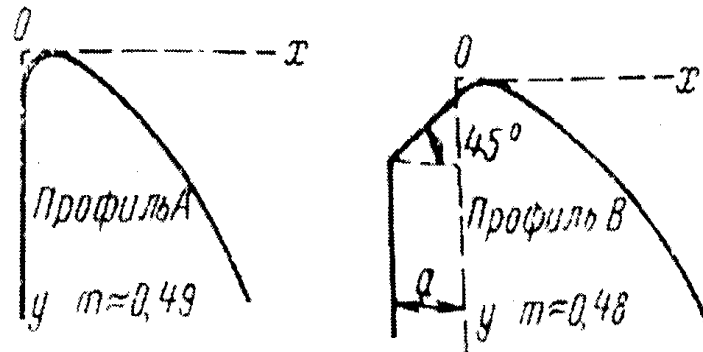


Рисунок 6.1 – Очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{49100}{0,49 \cdot 0,9531 \cdot 1 \cdot 390 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 15,47 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где σ_n – коэффициент подтопления, равный единице;
 ε – коэффициент бокового сжатия, определяемый по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\xi_y + (n - 1) \cdot \xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \frac{0,7 + (13 - 1) \cdot 0,45}{13} \cdot \frac{14,98}{30} = 0,95. \quad (6.23)$$

где b – ширина пролета;
 n – число пролетов;
 ξ_y – коэффициент формы боковых устоев, принимают 0,7;
 ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане.
 Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 15,47 - \frac{1,1 \cdot 2,66^2}{2 \cdot 9,81} = 15,07 \text{ м}, \quad (6.24)$$

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{49100}{(15,3 - (-29,80))(390 + (14-1) \cdot 3,9)} = 2,67 \text{ м/с}; \quad (6.25)$$

α – коэффициент, учитывающий неравномерность распределения скоростей в потоке, равен 1,1;

δ_B – толщина быка (расчёт произведен по формуле 6.48);

B – ширина водосливного фронта.

Ближайшее стандартное значение $H_{\text{ст}}=16$ м.

Отметка гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 15,3 - 16 = -0,7 \text{ м}. \quad (6.26)$$

Отметка гребня быка:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6H_{\text{ст}} = -0,7 + 1,6 \cdot 16 = 24,9 \text{ м}. \quad (6.27)$$

Принимаем проектную отметку гребня плотины как наибольшую из $\nabla_{\text{ГГП}}$ и $\nabla_{\text{ГБ}}$, таким образом, $\nabla_{\text{ГП}}=24,9$ м.

6.2.3 Построение профиля водосливной грани

Очертание оголовка строится по координатам Кригера-Офицерова, где координаты, представленные в [3, табл. 6-12], перемножаются на $H_{\text{ст}} = 16$ м.

Вычисленные координаты для построения оголовка профиля A с $m = 0,49$ представлены в таблице 6.2.

Кроме этого, для дальнейших построений по [3, табл. 6-14], в зависимости от высоты плотины и напора на водосливе был найден радиус $R=10$ м.

Таблица 6.2 – Приведённые координаты очертания гребня водослива

x	y	x·Hст	y·Hст
0	0,126	0	2,016
0,1	0,036	1,6	0,576
0,2	0,007	3,2	0,112
0,3	0	4,8	0
0,4	0,006	6,4	0,096
0,5	0,027	8	0,432
0,6	0,06	9,6	0,96
0,7	0,1	11,2	1,6
0,8	0,146	12,8	2,336

Продолжение таблицы 6.2

x	y	x·Hст	y·Hст
0,9	0,198	14,4	3,168
1	0,256	16	4,096
1,1	0,321	17,6	5,136
1,2	0,394	19,2	6,304
1,3	0,475	20,8	7,6
1,4	0,564	22,4	9,024
1,5	0,661	24	10,576

Оголовок водосливной плотины представлен на рисунке 6.2.



Рисунок 6.2 – Оголовок водосливной плотины

6.2.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Определяем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.мах}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_0)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 49100^2}{9,81 \cdot (390 + 63)^2}} = 10,96 \text{ м.} \quad (6.28)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}} = 15,3 - (-29,80) = 45,1 \text{ м.} \quad (6.29)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{\text{кр}}} = \frac{45,10}{10,96} = 4,11 \text{ м.} \quad (6.30)$$

По графику М. Д. Чертоусова в зависимости от коэффициента скорости $\varphi = 0,95$ и ξ_{T_0} определяем ξ_c и ξ_c'' :

$$\xi_c = 0,392$$

$$\xi_c'' = 2,11$$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h'_c = \xi_c h_{\text{кр}} = 0,392 \cdot 10,96 = 4,30 \text{ м;} \quad (6.31)$$

$$h''_c = \xi_c'' h_{\text{кр}} = 2,11 \cdot 10,96 = 23,13 \text{ м;} \quad (6.32)$$

Сопоставив глубину в нижнем бьефе $h_{\text{НБ}}$ при $Q_{\text{осн.макс}}$ со второй сопряженной глубиной h''_c , видим, что бьефы сопрягаются по типу затопленного прыжка и гасители энергии не требуются, однако во всех случаях за водосливом необходимо устраивать водобой: бетонная или железобетонная плита.

6.2.5 Расчёт водобоя

Толщина водобойной плиты:

$$\delta_B = 0,15 \cdot \vartheta_c \cdot \sqrt{h'_c} = 0,15 \cdot 24,26 \cdot \sqrt{4,30} = 7,6 \text{ м.} \quad (6.33)$$

где ϑ_c – скорость в сжатом сечении, равная:

$$\vartheta_c = \frac{q}{h'_c} = \frac{104,31}{4,30} = 24,26 \text{ м/с.} \quad (6.34)$$

Длина водобоя:

$$l_B = (0,75 \div 1) \cdot l_{\text{пр}} = 75 \text{ м.} \quad (6.35)$$

где $l_{\text{пр}}$ – длина гидравлического прыжка, равная:

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9h'_c - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 23,13 - 4,30) = 99,12 \text{ м.} \quad (6.36)$$

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу, что показано на рисунке 6.3.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

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

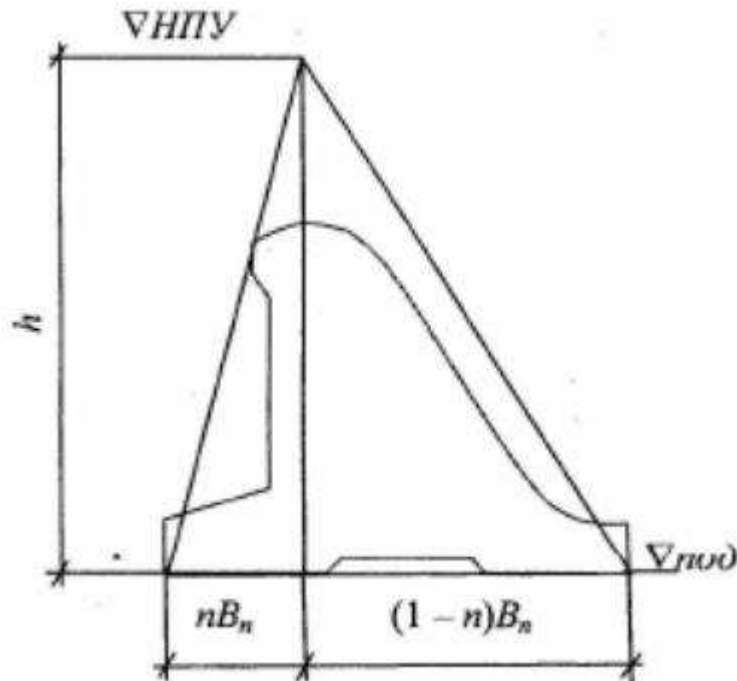


Рисунок 6.3 – Схема треугольного профиля плотины

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

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

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_b}{\rho_w} (1 - n) + n(2 - n) - \alpha_1}}, \quad (6.37)$$

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

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

$\rho_b = 24 \text{ кН/м}^3$ – плотность бетона.

Отметка подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - \delta_b - (2 \div 3) = -29,80 - 7,55 - 2 = -39,35, \text{ м}, \quad (6.38)$$

где $\delta_b = 7,55 \text{ м}$ – толщина водобойной плиты;

$(2 \div 3)$ – внутренняя глубина зубьев плотины.

Высота плотины h равна:

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 15,3 - (-39,35) = 54,65 \text{ м}. \quad (6.39)$$

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

$$B_n^{\text{II}} = \frac{\gamma_n h}{\text{tg}\varphi \left(\frac{\rho_b}{\rho_w} + n - \alpha_1 \right)}, \quad (6.40)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надёжности по назначению сооружения

$\text{tg}\varphi = 0,47$ – коэффициент трения бетона по грунту, принимается для глины [4];

Задаваясь различными значениями n , представленными в таблице 6.3, несколько раз, по двум формулам определяется B_n и строятся графики зависимости $B_n^{\text{I}} = f(n)$ и $B_n^{\text{II}} = f(n)$, представленные на рисунке 6.4. Точка пересечения графиков определит расчетную ширину подошвы.

Таблица 6.3 – Определение ширины подошвы плотины

n	$B_n^{\text{I}}, \text{ м}$	$B_n^{\text{II}}, \text{ м}$
0	39,65	76,50
0,1	40,18	72,67
0,2	40,96	69,21
0,3	42,04	66,07
0,4	43,48	63,19
0,5	45,38	60,56
0,6	47,93	58,14
0,7	51,41	55,90
0,7667	54,50	54,50
0,8	56,37	53,83
0,9	63,96	51,91

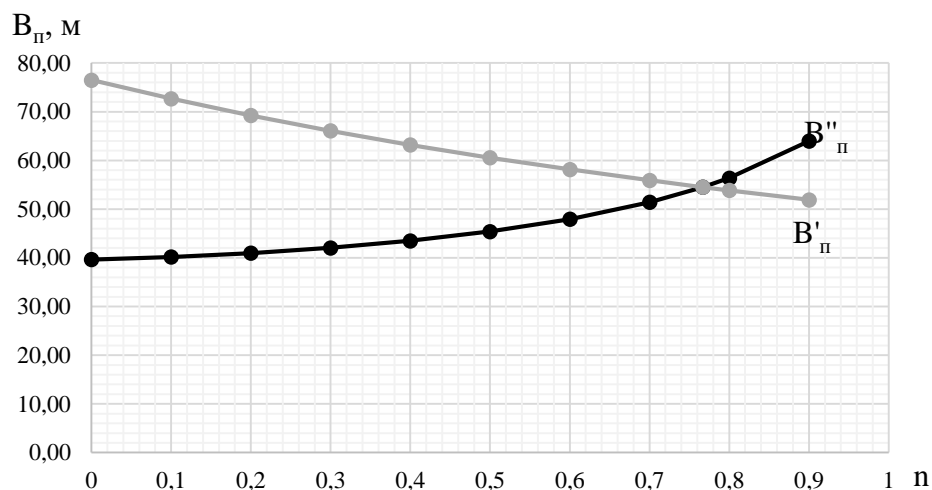


Рисунок 6.4 – Определение ширины подошвы плотины

Графики пересекаются в точке $n = 0,7667$, следовательно, ширина подошвы плотины равна $V_{п} = 54,50$ м.

6.3.2 Разрезка плотины швами

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерной осадке плотины и неравномерного распределения температуры в теле плотины. В плотинах на нескальных основаниях устройство этих швов обеспечивает свободное развитие температурных и осадочных деформаций и поэтому они называются температурно-осадочными (в отличие от температурно-усадочных на скальных основаниях). Эти швы, как правило, располагают на равных расстояниях по длине плотины.

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

$$V_{бс} = b + \delta_{б} = 30 + 3,9 = 33,9 \text{ м}, \quad (6.41)$$

где b – ширина пролета водосливной плотины;
 $\delta_{б}$ – толщина быка.

Ширину постоянных деформационных температурно-осадочных швов принимаем равной 5 см в верхней части и 1,5 см в пределах фундаментной плиты.

6.3.3 Быки

Головная часть быка имеет обтекаемую форму в виде полукруга. Бык имеет разрезную конструкцию, т.е. по его оси проходят швы, отделяющие секции водосливной плотины. Бык данной конструкции имеет два пазовых

перешейка, каждый из которых толщиной 1 м. Глубина пазов рабочих затворов, равна 0,5 м. Таким образом, толщина быка δ_6 определится как:

$$\delta_6 = 2 \cdot d_0 + 2 \cdot a = 2 \cdot 1 + 2 \cdot 0,5 = 3 \text{ м}, \quad (6.42)$$

где d_0 – ширина пазового перешейка;
 a – глубина пазов рабочих затворов.

Окончательно толщина быка определяется по формуле Березинского, при ширине пролета водосливной плотины $b = 30$ м толщина быка:

$$\delta_6 = (0,12 \div 0,16) \cdot b = 0,13 \cdot 30 = 3,9 \text{ м}. \quad (6.43)$$

В нижнем бьефе отметка верха уступа быка принимается на 3 м выше максимальной отметки уровня НБ, т.е. 2,22 м.

Ширина паза рабочего затвора составляет 1 м.

Ширина паза ремонтного затвора равна 0,5 м, глубина паза ремонтного затвора – 0,5 м.

Расстояние между затворами принимаем 1 м, с целью обеспечения удобных условий для проведения ремонтных работ на рабочем затворе.

6.3.4 Устои

На Волжской предусмотрены отдельный и сопрягающий устои.

Отдельный устой располагается между водосливом и зданием ГЭС, служит для разделения потоков воды, идущих через гидроагрегаты гидроэлектростанции и водослив. Также отдельный устой является опорой для плоских затворов водосливной плотины.

Сопрягающий устой предназначен для защиты грунтовой плотины, примыкающей к водосливу от размыва водой, проходящей через водослив, а также через гидроагрегаты.

Так как высота устоев не может быть выше 30-35 метров, сопряжение бетонной плотины с грунтовой осуществляется за счёт введения глухой бетонной плотины в грунтовую, что приводит к тому, что откосы грунтовой плотины частично закрывают напорную и низовую грани этой части бетонной плотины.

6.3.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем одну галерею для устройства дренажа. Располагается галерея над подошвой на расстоянии 1,5 м от неё. Имеет ширину и высоту, равные 3 м.

6.3.6 Определение ширины плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает ширину проезжей части, пешеходной дорожки и место для козлового крана. Проезжая часть принимается шириной 4 м, ширина пешеходной дорожки – 2 м, ширина путей козлового крана 13 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 принимается равной 21 м.

6.3.7 Фильтрационный расчёт подземного контура методом удлинённой контурной линии

Фильтрационные расчеты проводят с целью обоснования состава элементов подземного контура, их размеров и очертания, с последующим определением величины фильтрационного давления на флютбет, определения градиентов фильтрационного потока.

Расчёт проводим для основного случая: при $\nabla_{НПУ}$ и $\nabla_{УНБ_{min}}$.

Контур фильтрации берет свое начало от отметки дна и до галереи в теле плотины.

Напор на сооружение равен:

$$H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{min}} = 15,3 - (-14,35) = 29,65 \text{ м.} \quad (6.44)$$

Найдём отношение:

$$\frac{l_0}{S_0} = \frac{57,30}{9,5} = 6,03, \quad (6.45)$$

где l_0 – длина проекции подземного контура на горизонталь;
 S_0 – длина проекции подземного контура на вертикаль.

$$\frac{l_0}{S_0} \geq 5,0$$

Следовательно $T_{акт}$ находится как:

$$T_{акт} = 0,5 \cdot l_0 = 0,5 \cdot 57,3 = 28,65 \text{ м.} \quad (6.46)$$

Водоупор заглублён на ∞ , поэтому $T_{акт} = T_d = 28,65 \text{ м.}$

T_{cp} найдем как среднее арифметическое:

$$T_{cp} = \frac{T_1 + T_2 + T_3 + T_4 + T_5 + T_6 + T_7 + T_8}{8} =$$

$$= \frac{28,65 + 22,42 + 22,42 + 19,10 + 19,10 + 21,11 + 21,11 + 23,61}{8} \quad (6.47)$$

$$= 22,19 \text{ м.}$$

Найдем потери на входе:

$$\lambda = 0,44 \cdot T_{cp} = 0,44 \cdot 22,19 = 9,76 \text{ м.} \quad (6.48)$$

6.3.8 Дренажные устройства в теле плотины

Назначается трехслойный ленточный дренаж с обратным фильтром под всей площадью водобоя и рисбермы, а также под подошвой плотины. Суммарная толщина дренажа принимается 1,5 м. Под подошвой плотины устраивается вертикальный дренаж в виде разгрузочной скважины диаметром 0,5 м с выводом фильтрационных вод в дренажную (смотровую) галерею.

6.3.9 Расчёт понура

Так как плотина стоит на глинистом основании, то устраиваем водонепроницаемый понур в виде бетонной плиты с разрезкой её швами.

Толщина понура $\delta_{\text{пон}}$ должна быть:

$$\delta_{\text{пон}} \geq \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{\text{cr.m}}} = \frac{14,58 \cdot 1,25}{15} = 1,22 \text{ м,} \quad (6.49)$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, для первого класса принимается равным 1,25;

$J_{\text{cr.m}}$ – критический средний градиент напора для материала понура [5];

ΔH – потеря напора от начала подземного контура до рассматриваемого вертикального сечения понура, 14,58 м.

Принимаем толщину понура 2 м.

Длина понура составляет:

$$L_{\text{п}} = (1 \div 1,5) \cdot H = 30 \text{ м,} \quad (6.50)$$

$$\text{где } H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} = 15,3 - (-14,35) = 29,65 \text{ м,} \quad (6.51)$$

где $\nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}}$ – уровень воды в НБ при минимальном расходе.

6.4 Конструктивные элементы нижнего бьефа

6.4.1 Водобой

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

Предварительная толщина и длина водобоя были определены в пункте 6.2.5.

Принимаем $\delta_b = 8$ м, $l_b = 75$ м в целях удобства проведения строительных работ.

6.4.2 Рисберма

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

Длина рисбермы принимается:

$$l_p = (1 \div 2) \cdot l_b = 1,0 \cdot 75 = 75 \text{ м.} \quad (6.52)$$

Конструкция рисбермы по течению облегчается. Продольные швы между плитами устраиваются в перевязку.

Под рисбермой устраивается ленточный дренаж и обратный фильтр.

Принимаем четыре плиты, три из которых длиной по 20 м, а четвертая - 15м.

Толщина первой плиты:

$$\delta_{p1} = \frac{2}{3} \cdot \delta_b = \frac{2}{3} \cdot 8 = 5,4 \text{ м.} \quad (6.53)$$

Толщина второй плиты:

$$\delta_{p2} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{p1} = \frac{2}{3} \cdot 5,33 = 3,6 \text{ м.} \quad (6.54)$$

Толщина третьей плиты:

$$\delta_{p3} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{p2} = \frac{2}{3} \cdot 3,56 = 2,4 \text{ м.} \quad (6.55)$$

Толщина четвертой плиты:

$$\delta_{p4} = \frac{2}{3} \cdot \delta_{p3} = \frac{2}{3} \cdot 2,37 = 1,6 \text{ м.} \quad (6.56)$$

6.4.3 Ковш

Заложение откосов ковша принимается $m=1:4$ и $m=1:2$.

На дно ковша укладываем отсыпку из камня, толщиной 1,5 м.

Глубина ковша в месте наибольшего размыва определяется по формуле:

$$h_{\max} = K_p \cdot \sqrt{\frac{q_p}{v_H}} = 1,1 \cdot \sqrt{\frac{101,78}{0,8}} = 12,41 \text{ м}, \quad (6.57)$$

где $K_p = 1,1$ – коэффициент зависящий от условий размыва;

$v_H = 0,8$ м/с – не размывающая скорость на глубине 1 м для глины;

$q_p = 101,78$ м³/с – удельный расход на рисберме по формуле (2.5).

Длина ковша по дну определяется по формуле:

$$l_k = 2 \cdot h_{кр} = 2 \cdot 10,50 = 21 \text{ м}, \quad (6.58)$$

где $h_{кр}$ – критическая глубина на рисберме по формуле:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot q_{рис}^2}{g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 101,78^2}{9,81}} = 10,50 \text{ м}. \quad (6.59)$$

6.5 Определение основных нагрузок на плотину

Расчётный случай – нормальный эксплуатационный при НПУ = 15,30 м в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа при отметке $\nabla_{УНБ_{min}} = -14,35$ м.

6.5.1 Вес сооружений и затворов

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

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{1169,5 \cdot 30 \cdot 9,81 \cdot 2400}{30 + 3,9} = 24367,00 \text{ кН/м}, \quad (6.60)$$

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

b – ширина пролета водосливной плотины, 30 м;

$\rho_б$ – плотность бетона;

$\delta_б$ – толщина быка.

Вес быка без учёта зубьев определяем аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot g \cdot \rho_6}{b + \delta_6} = \frac{2886,2 \cdot 3,9 \cdot 9,81 \cdot 2400}{30 + 3,9} = 7817,57 \text{ кН/м.} \quad (6.61)$$

Вес плоского затвора по формуле Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 495 \cdot \sqrt{495} \cdot 9,81 = 5942,09 \text{ кН,} \quad (6.62)$$

где f – площадь затвора, равная:

$$f = (\nabla\Phi\text{ПУ} - \nabla\Gamma\text{В} + 0,5) \cdot b = (15,3 - (-0,7) + 0,5) \cdot 30 = 495 \text{ м}^2. \quad (6.63)$$

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

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{5942,09}{30 + 3,9} = 175,28 \text{ кН/м.} \quad (6.64)$$

6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 52,65^2}{2} = 13596,77 \text{ кН/м,} \quad (6.65)$$

где $h_1 = \nabla\text{НПУ} - (-37,35) = 15,30 - (-37,35) = 52,65 \text{ м.} \quad (6.66)$

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды со стороны нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 23,00^2}{2} = 2594,75 \text{ кН/м,} \quad (6.67)$$

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления со стороны верхнего бьефа:

$$W_B = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^B = 1000 \cdot 9,81 \cdot 482,2 = 4730,38 \text{ кН/м,} \quad (6.68)$$

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

Вертикальная составляющая силы гидростатического давления со стороны нижнего бьефа:

$$W_H = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{ЭП}}^H = 1000 \cdot 9,81 \cdot 184,6 = 1810,93 \text{ кН/м,} \quad (6.69)$$

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

6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Высота эпюры взвешивающего давления:

$$h_{\text{вз}} = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{min}}} - \nabla_{\text{под}} = -14,35 - (-39,35) = 25,00 \text{ м.} \quad (6.70)$$

Сила взвешивающего давления с учётом зубьев определяется как:

$$W_{\text{взв}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{Эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 1306,70 = 12818,73 \text{ кН/м,} \quad (6.71)$$

где $S_{\text{Эп}}$ – площадь эпюры взвешивающего давления с учётом зубьев, вычисленная в ПК «AutoCAD».

6.5.4 Сила фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления, действующая только на плотину:

$$W_{\text{ф}} = \rho_w \cdot g \cdot S_{\text{Эп}} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 233,9 = 2294,56 \text{ кН/м.} \quad (6.72)$$

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

6.5.5 Давление грунта

Активное давление наносов со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$\begin{aligned} p_{\text{н}} &= \gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right) = 12 \cdot 3 \cdot \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{20}{2} \right) = \\ &= 17,65 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.73)$$

где $\gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} = 12 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$\varphi_{\text{н}} = 20$ – угол внутреннего трения наносов;

$h_{\text{н}} = 3 \text{ м}$ – толщина слоя наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_{\text{н}} = \frac{p_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}}}{2} = \frac{17,65 \cdot 3}{2} = 26,48 \text{ кН/м.} \quad (6.74)$$

Найдем взвешенный удельный вес глины:

$$\gamma_{\text{гл}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{гл}} - (1 - n_{\text{гр}}) \cdot \gamma_w = 17,5 - (1 - 0,45) \cdot 10 = 12 \text{ кН/м}^3, \quad (6.75)$$

где $\gamma_{\text{сгл}} = 17,5 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес глины;
 $n_{\text{гр}} = 0,45$ – пористость грунта.
 Давление грунта со стороны верхнего бьефа:

$$\begin{aligned} P_1 &= \gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \text{tg}^2(45^\circ - \varphi_{\text{сгл}}/2) - 2 \cdot c \cdot \text{tg}(45^\circ - \varphi_{\text{сгл}}/2) = \\ &= 12 \cdot 3 \cdot \text{tg}^2(45^\circ - 25^\circ/2) - 2 \cdot 48 \cdot \text{tg}(45^\circ - 25^\circ/2) = \\ &= -46,55 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.76)$$

где $h_{\text{сгл1}} = 4,25 \text{ м}$ – толщина грунта между отметкой дна и понуром.
 Найдем взвешенный удельный вес бетона:

$$\gamma_6^{\text{взв}} = \gamma_6 - 10 = 24 - 10 = 14 \text{ кН/м}^3. \quad (6.77)$$

где $h_{\text{сгл2}} = 1,31 \text{ м}$ – толщина грунта между отметкой понура и отметкой подошвы между выступами, равной $\nabla = -37,35 \text{ м}$.

Равнодействующая активного давления грунта на 1 п. м. длины плотины для слоя грунта:

$$E_{\text{ав1}} = \frac{P_1 + P_2}{2} \cdot h_{\text{сгл1}} = \frac{-46,55 - 25,85}{2} \cdot 4,25 = -153,85 \text{ кН/м}. \quad (6.78)$$

Равнодействующая активного давления грунта на 1 п. м. длины плотины для второго слоя грунта:

$$E_{\text{ав2}} = \frac{P_3 + P_4}{2} \cdot h_{\text{сгл2}} = \frac{-14,49 - 8,10}{2} \cdot 1,31 = -14,80 \text{ кН/м}. \quad (6.79)$$

Т.к. значения давлений, полученных ранее в формулах (6.78-6.81) отрицательные, то активное давление грунта на гидротехническое сооружение действовать не будет.

Пассивное давление действует только на водобой, на плотину не переносится, поэтому рассчитывать его не нужно.

6.5.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления по формуле Можевитинова:

$$\begin{aligned} W_{\text{волн}} &= 0,5 \cdot \rho_w \cdot g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = \\ &= 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,38 \cdot \left(\frac{3,19}{3,14} + \frac{0,14}{2} \right) = 2,02 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.80)$$

где $h_{1\%} = 0,38 \text{ м}$ – высота волны 1 %-ной обеспеченности (формула 1.11);
 $\bar{\lambda} = 3,19 \text{ м}$ – средняя длина волны (формула 1.9).

$$h_o = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,38^2}{3,19} = 0,14 \text{ м.} \quad (6.81)$$

Линия действия равнодействующей $W_{\text{волн}}$ находится ниже относительно уровня покоя верхнего бьефа на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{3,19}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 0,38 = 0,37 \text{ м.} \quad (6.82)$$

6.6 Оценка прочности плотины

6.6.1 Определение напряжений

Расчёт прочности бетонной плотины производится по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации) и без учёта температурных воздействий. В результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Для удобства расчетов составляем таблицу 6.4, в которую вносят нагрузки, умноженные на коэффициент надежности для нагрузки.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Сила, кН	Сила· γ_f	Плечо, м	Момент, кН·м
T_B	1,0	13596,77	13596,8	19,55	265816,85
T_H	1,0	2594,75	2594,75	9,67	-25091,23
W_B	1,0	4730,38	4730,38	23,04	-108987,96
W_H	1,0	1810,93	1810,93	20,29	36743,77
G_6	0,95	7817,57	7426,69	2,35	-17452,73
$G_{\text{пл}}$	0,95	24367,00	23148,7	3,97	-91900,14
$W_{\text{взв}}$	1,0	12818,73	12818,73	0	0,00
W_ϕ	1,0	2294,56	2294,56	16,71	38342,10
E_H	1,2	26,48	31,776	10,66	338,73
$E_{\text{ав1}}$	1,2	153,85	184,62	7,74	1428,96
$E_{\text{ав2}}$	1,2	14,80	17,76	2,83	50,26
$W_{\text{волн}}$	1,0	2,02	2,02	54,29	109,67
q_3	0,9	175,28	157,75	15,76	-2486,17
$\sum M$	96912,11				

Расчет краевых напряжений в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 п. м. длины) выполняют по формулам:

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6 \cdot \sum M}{B_d^2}, \quad (6.83)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;
 M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 B_d – ширина подошвы плотины, равная 54,50 м.

$$\begin{aligned} N &= G_6 + G_{\text{пл}} - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + q_3 + W_{\text{в}} = \\ &7426,69 + 23148,70 - 12818,73 - 2294,56 + 157,75 + 4730,38 = \\ &= 20350,18 \text{ кН}. \end{aligned} \quad (6.84)$$

$$\sigma_y^u = -\frac{20350,18}{54,50} + \frac{6 \cdot 96912,11}{54,50^2} = -177,63 \text{ кН/м}^2. \quad (6.85)$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u m_u^2 - \gamma_w H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.86)$$

где $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;
 $H_d^u = 54,65 \text{ м}$ – напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа;
 m_u – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения.

$$m_u = \text{tg} \alpha_1, \quad (6.87)$$

где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\text{tg} \alpha_1 = 0$.

$$\sigma_x^u = -81,95 \cdot 0^2 - 10 \cdot 54,65 \cdot (1 - 0^2) = -546,50 \text{ кН/м}^2; \quad (6.88)$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u^2 = 0. \quad (6.89)$$

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= \sigma_y^u \cdot (1 - m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = \\ &-177,63 \cdot (1 - 0^2) + 10 \cdot 54,65 \cdot 0^2 = -177,63 \text{ кН/м}^2. \end{aligned} \quad (6.90)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 54,65 = -546,50 \text{ кН/м}^2. \quad (6.91)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_d} - \frac{6 \cdot \sum M}{B_d^2} = -\frac{20350,18}{54,50} - \frac{6 \cdot 96912,11}{54,50^2} = -373,40 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}. \quad (6.92)$$

$$\begin{aligned}\sigma_x^t &= \sigma_y^t m_t^2 - \gamma_w H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \\ &= -373,40 \cdot 1,11^2 - 10 \cdot 23,00 \cdot (1 - 1,11^2) = -406,68 \text{ кН/м}^2, \quad (6.93)\end{aligned}$$

где $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

$H_d^t = 23,00 \text{ м}$ – напор над расчетным сечением со стороны нижнего бьефа;

$m_t = \text{tg}48^\circ = 1,11$ – заложение низовой грани на уровне расчетного сечения.

$$\begin{aligned}\tau_{xy}^t &= -(\gamma_w H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t^2 = -(10 \cdot 23,00 - 373,40) \cdot 1,11^2 = \\ &= 176,68 \text{ кН/м}^2. \quad (6.94)\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\sigma_3^t &= \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -373,40 \cdot (1 + 1,11^2) + \\ &+ 10 \cdot 23,00 \cdot 1,11^2 = -550,08 \text{ кН/м}^2. \quad (6.95)\end{aligned}$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 23 = -230 \text{ кН/м}^2. \quad (6.96)$$

Расчет краевых напряжений сведем в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжения	Напорная грань	Низовая грань
$\sigma_y, \text{кН/м}^2$	-177,63	-373,40
$\sigma_x, \text{кН/м}^2$	-546,50	-406,68
$\tau_{xy}, \text{кН/м}^2$	0	176,68
$\sigma_1, \text{кН/м}^2$	-177,63	-230,00
$\sigma_3, \text{кН/м}^2$	-546,50	-550,08

6.6.2 Критерии прочности плотины

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

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^{max}| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.97)$$

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

$\gamma_{lc} = 1,00$ – коэффициент сочетания нагрузок;

$\gamma_{cd} = 0,90$ – коэффициент условий работы;

R_b – расчетное сопротивление бетона по сжатию.

$$1,25 \cdot 1,00 \cdot 550,08 \leq 0,9 \cdot 2800$$

$$687,60 \text{ кН/м}^2 \leq 2520 \text{ кН/м}^2.$$

Таким образом, величина главного напряжения и прочность бетона класса В5, который необходимо уложить в зоне с максимальными сжимающими напряжениями, удовлетворяют приведённому выше условию.

2) На верховой грани не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0 \quad (6.98)$$

$$-177,63 \text{ кН/м}^2 < 0$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot H_d^u \cdot \gamma_B, \quad (6.99)$$

$$177,63 \geq 0,25 \cdot 54,65 \cdot 10,$$

$$177,63 \text{ кН/м}^2 \geq 136,63 \text{ кН/м}^2.$$

4) Коэффициент неравномерности напряжений для нескальных грунтов:

$$\frac{\sigma_y^{max}}{\sigma_y^{min}} \leq K_H, \quad (6.100)$$

где $K_H = 1,1$ (для пластичной глины).

$$\frac{-177,63}{-373,40} = 0,48 \leq 1,1.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.6.3 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на нескальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения.

Производим уточнение нагрузок с учетом плоского сдвига по подошве сооружения на отметке -39,35 м и сводим в таблицу 6.6.

Таблица 6.6 – Основные нагрузки на плотину

Обозначение силы	γ_f	Сила, кН	Сила· γ_f	Плечо, м	Момент, кН· м
T_B	1,0	14649,38	14649,38	19,55	286395,38
T_H	1,0	3065,63	3065,63	9,67	-29644,59
W_B	1,0	4730,38	4730,38	23,04	-108987,96
W_H	1,0	1810,93	1810,93	20,29	36743,77
G_6	0,95	8124,72	7718,48	2,35	-18138,44
$G_{пл}$	0,95	26792,24	25452,63	3,97	-101046,93
$W_{взв}$	1,0	12818,73	12818,73	0,00	0,00
W_ϕ	1,0	2294,56	2294,56	16,71	38342,10
E_H	1,2	26,48	31,78	10,66	338,73
$E_{ав1}$	1,2	153,85	184,62	7,74	1428,96
$E_{ав2}$	1,2	14,80	17,76	2,83	50,26
$W_{волн}$	1,0	2,02	2,02	54,29	109,67
q_3	0,9	175,28	157,75	15,76	-2486,17
$\sum M$	103104,77				

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.101)$$

$$\begin{aligned} R &= (G_{пл} + G_6 - W_{взв} + W_B - W_\phi + q_3) \cdot tg\varphi + c \cdot \omega = \\ &= (24462,13 + 7564,10 - 12818,73 + 4730,38 - 2294,56 + \\ &+ 157,75) \cdot 0,56 + 48 \cdot 54,50 = 16443,41 \text{ кН/м}, \end{aligned} \quad (6.102)$$

где $tg\varphi = 0,56$ – внутреннее трение для грунта основания;
 ω – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 п.м.

$$\omega = B_n \cdot 1 = 54,5 \cdot 1 = 54,50 \text{ м}. \quad (6.103)$$

$$\begin{aligned} F &= T_B - T_H + W_{волн} + E_H + E_{ав1} + E_{ав2} = 14649,38 - \\ &- 3065,63 + 2,02 + 31,78 + 184,62 + 17,76 = 11819,93 \text{ кН/м}. \end{aligned} \quad (6.104)$$

Таким образом:

$$\frac{16443,41 \cdot 0,90}{11819,93 \cdot 1,00} = 1,252.$$

$$1,252 \geq 1,25.$$

Следовательно, сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации Волжской ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС (прорыв напорного фронта) могут быть очень опасными для всего региона в целом. Поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации Волжской ГЭС 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 и выводе из неё, капитальном ремонте, восстановлении или консервации, а также после реконструкции.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Для контроля состояния основных сооружений Волжскую ГЭС оснащаем контрольно-измерительной аппаратурой для отслеживания напряженно-деформированного состояния, горизонтальных и вертикальных перемещений, фильтрационного режима, сейсмоконтроля. Вводим в состав эксплуатационного персонала специальное подразделение, задачей которого будет являться измерение с помощью контрольно-измерительной аппаратуры 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

Требования к пожарной безопасности в Российской Федерации изложены в правилах пожарной безопасности, утвержденных МЧС России. В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом.

ГЭС должна быть оборудована установками пожарной сигнализации и системой оповещения и управления эвакуацией людей.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещённых 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 подчинённого персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;
- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

В обязанности оперативного персонала входит: при возникновении пожара, аварии или других опасных факторов, угрожающих персоналу и нарушающих режим работы оборудования, принять меры к немедленному вызову пожарных подразделений, известить руководство гидроэлектростанции, обесточить электрооборудование в зоне пожара, выдать письменный допуск для тушения пожара, организовать его тушение и эвакуацию персонала (при необходимости), а также восстановление нормального режима работы оборудования и т.д.

Каждый работающий на ГЭС обязан знать и соблюдать установленные требования пожарной безопасности на рабочем месте, в других помещениях и на территории, при возникновении пожара немедленно сообщить вышестоящему руководителю или оперативному персоналу о месте пожара, принять возможные меры к спасению людей, имущества и приступить к ликвидации пожара имеющимися средствами пожаротушения с соблюдением мер безопасности.

Подготовка инженерно-технических работников, рабочих и служащих Волжской ГЭС 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».

Все лица, поступающие работать на Волжской ГЭС, либо принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственную практику, должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

На генераторах Волжской ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений 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 высокая надёжность работы данных 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 гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций, Трудового кодекса, Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, Государственным стандартом безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, ПУЭ, 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 Волжской 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, а также снижению производственного травматизма и заболеваемости.

На Волжской ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствии 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, ответственное за организацию практической работы и осуществляющее внутренний надзор за состоянием охраны труда и техники безопасности.

Расследование несчастных случаев на гидроэлектростанциях производится в соответствии с действующим положением о расследовании и учёте несчастных случаев на производстве.

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

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

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным методам выполнения работ, в том числе при проведении огневых работ, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

Электроустановки гидроэлектростанций должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающим безопасные условия труда, и быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе с учетом требований пункта 5.14 Правил;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При выполнении работ по эксплуатационному обслуживанию, ремонту, наладке и испытаниям гидротурбинного оборудования, электрического оборудования, механического оборудования ГТС и самих гидротехнических сооружений должны выполняться требования действующих общих правил безопасности для этой деятельности, 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 половодных и паводковых расходов воды через сооружения; по опорожнению и наполнению водохранилища и бьефа; по расчистке водохранилищ от наносов; на всех объектах ГЭС, выполняемых в зимний период; на объектах ГЭС, выполняемых под водой (водолазные работы); по обслуживанию иных объектов ГЭС, 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 природы

Приоритетные загрязняющие вещества для водохранилища: нитраты (3–5 ПДК), медь (3–35 ПДК), на участке Камышин – Волгоград постоянно отмечается повышенное содержание органических веществ, нефтепродуктов и общего железа (до 3 ПДК). Особенно высокие концентрации меди фиксируются в районах Саратова и Камышина (до 90 ПДК).

Скорость накопления донных осадков в водохранилище на разных этапах его эксплуатации менялась от 4,6 до 8,0 мм/год; средняя толщина слоя донных осадков к 2007 г. составила около 25 см, максимальная толщина донных отложений в приплотинном районе водохранилища в затопленном русле Волги достигает 2 м.

В водохранилище обитают рыбы 50 видов, из которых около 10 – естественные вселенцы или виды, интродуцированные человеком (толстолобик, амур). Основные промысловые рыбы – лещ, щука, судак, бёрш, плотва, сом, густера, синец, чехонь, окунь, язь, жерех, толстолобик, амур, краснопёрка. В уловах встречаются также линь, карась, налим, осётр, стерлядь, белуга, севрюга, белорыбица, сельдь-черноспинка (залом), сельдь волжская. По сравнению с прошлыми периодами промысловые уловы в 2000-е гг. снизились в 3–4 раза и составляют около 1000 т; рекреационный вылов оценивается в 500–700 т, величины браконьерских уловов достоверно не оценены. Половину уловов составляют малоценные виды – мелкий частик (плотва, окунь, густера, краснопёрка). В водохранилище сохранилось не более 100 га нерестилищ осетровых рыб, которые весьма требовательны к экологическим условиям естественного воспроизводства (высокое качество воды, скоростной режим, галечниковое дно); до создания водохранилища площадь естественных нерестилищ была в 10 раз больше. В составе сооружений Волгоградского гидроузла создано уникальное рыбоподъёмное устройство (рыбный лифт) для транспортировки через плотину в Волгоградское водохранилище проходных и полупроходных (наиболее ценных) видов рыб во время нереста (дважды в год). Однако реальная эффективность работы этого «рыбоподъёмника» оказалась в 3–10 раз ниже проектной, в нём не удалось в полной мере учесть биологический механизм нерестовых миграций. В результате ниже плотины Волгоградской ГЭС в нерестовые периоды скапливаются многие сотни производителей осетровых, которые не заходят в рыбоподъёмное устройство, и у 30–70% особей происходит резорбция (перерождение) икры.

К редким краснокнижным животным относятся:

- 54 вида птиц (розовый пеликан, желтая цапля, черный аист, пскулька, савка, малый лебедь, мраморный чирок, степной лунь, курганник, земееяд, могильник, беркут, красавка, стрепет, авдотка, ходулочник, черноголовая чайка, филин, средний дятел, черный жаворонок и др.);
- 5 видов млекопитающих (русская выхухоль, гигантская вечерница, мохноногий тушканчик, полуденная песчанка, перевязка);

- 8 видов рыб (шип, стерлядь, азовская белуга, волжская сельдь, русская быстрянка, черноморская шема, голян обыкновенный, вырезуб, елец обыкновенный, подкаменщик).

В связи с этим, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности для контроля популяции этих видов, а также для минимизации негативного воздействия объектов Волжского гидроузла на численность этих животных.

В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 №818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Волга на рассматриваемом участке относится к водному объекту высшей категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р. Волга необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ с концентрациями, не превышающими ПДК.

Воздействие Волжской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

8.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Волжского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация 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.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды Волги в нижнем бьефе Волжского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

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, исключаящие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты;

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

8.2 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 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 Организационные

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

- 1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля.
- 2 Санитарно-технические
- 2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
- 2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;
- 2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;
- 2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
- 2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
- 2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;
- 2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных , дренажных и природных поверхностных вод;
- 2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- 2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- 2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

8.3 Отходы, образующиеся при строительстве

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

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме.

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5

$$M = \frac{N_6 \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (8.1)$$

где N_6 - объем бетонных работ, м³ (954137 м³);

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);

ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5$ т/м³).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{954137 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 42936 \text{ т.}$$

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 %.

$$M = \frac{N_a \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (8.2)$$

где N_a - количество арматуры, т (125 т);
 q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);
 ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{125 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 2,5 \text{ т.}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 42936 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,5 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

8.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Волжского 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.Волжском, 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 Сал от сбросов Волжской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения города Волжский, в пределах промплощадок объектов Волжской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02 :

- в первом поясе ЗСО не допускается спуск любых сточных вод, в том числе сточных вод водного транспорта;

- выявление объектов загрязняющих источников водоснабжения, с разработкой конкретных водоохраных мероприятий, обеспеченных источником финансирования, подрядными организациями и согласованных с центром государственного санитарно-эпидемиологического надзора.

9 Оценка экономических показателей

9.1 Оценка объемов реализации энергии и расходов

9.1.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

На сегодняшний день электроэнергия представляет собой незаменимый продукт. Реализация электрической энергии – это естественное продолжение процесса её производства. Реализация данного товара должна осуществляться мгновенно, так как электрическую энергию невозможно накапливать и хранить.

В таблице 9.1 приведена оценка объемов продаж электроэнергии.

Таблица 9.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2023	2024	2025	2026	2027
Установленная мощность	МВт	878	1846	2453	2453	2453
Число часов использования установленной мощности	Часы	4280	4280	4280	4280	4280
Выработка электроэнергии	тыс.МВт·ч	3758	7899	10499	10499	10499
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	7517	15798	20995	20995	20995
Объем реализации электроэнергии	МВт·ч	3751	7883	10476	10476	10476
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт·ч	1483	1525	1565	1604	1642
Выручка от реализации электроэнергии	млрд.руб.	5,56	12,02	16,40	16,80	17,20
НДС к выручке	млрд.руб	0,93	2,00	2,73	2,80	2,87

Проанализировав таблицу видно, что возрастает тариф на электроэнергию, следовательно, растет и выручка от её реализации, и НДС к выручке. Это обуславливается ростом тарифов на электроэнергию в соответствии с «Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».

9.1.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Текущие расходы формируются на основании «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9) [20] с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;

- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества приняты в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) – 0,02%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты и прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности. Эксплуатационные расходы представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
ФОТ	107,7	264153,6
Прочие расходы	165,3	405428,0
Итого		669581,6

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из стоимости активов. В таблице 9.3 приведены удельные значения расходов на ремонт оборудования.

Таблица 9.3 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5 лет	0,02
От 6 до 15 лет	0,027
От 16 до 25	0,035
Свыше 25 лет	0,04

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий РусГидро 2017 года. Данные по расходам на услуги регулирующих компаний представлены в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс.руб./МВт	332,043
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	23,250
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./ МВт·ч	6,740
Итого		362,033

Налог на воду в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Волга составляет 9,84 рублей за 1 тыс. кВтч электроэнергии.

Текущие затраты по гидроузлу с 2026 г. по 2029 г. приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Год	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, млрд. руб.	1,952	1,952	1,952	1,952
Расходы на страхование, млрд. руб.	1,026	1,008	0,989	0,970
Эксплуатационные затраты, млрд. руб.	0,670	0,670	0,670	0,670
Расходы на ремонт производственных фондов, млн. руб.	0,385	0,378	0,371	0,364
Расходы на услуги регулирующих компаний, млрд. руб.	0,362	0,362	0,362	0,362
Налог на воду, млрд. руб.	0,023	0,023	0,023	0,023
Итого, млн. руб.	4,418	4,392	4,366	4,340

Из таблицы видно, что текущие затраты по Волжскому гидроузлу уменьшаются за счет ежегодного снижения расходов на страхование и ремонт производственных фондов.

Наглядно текущие затраты по гидроузлу представлены на рисунке 9.1.

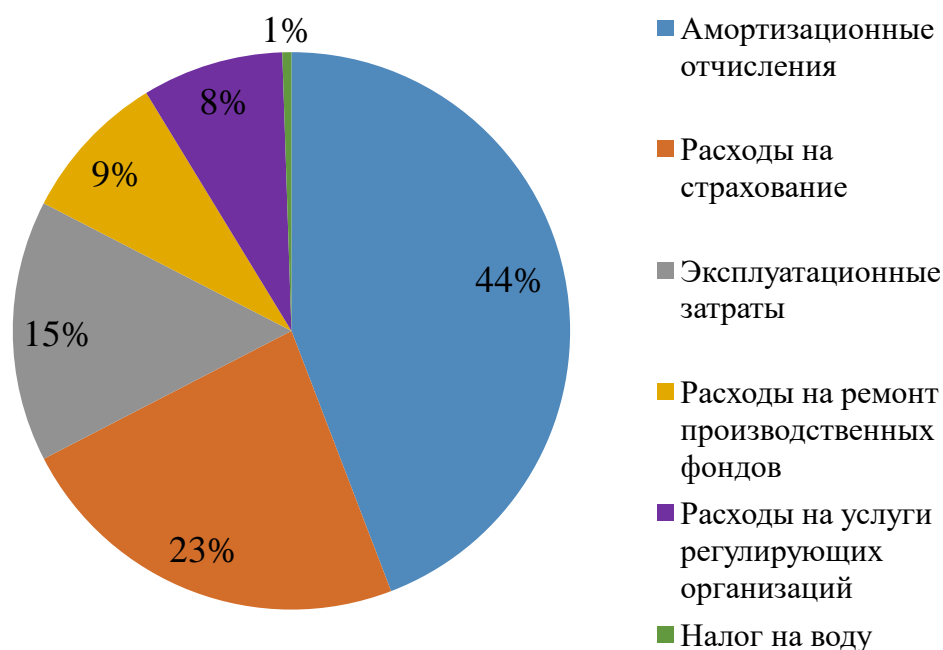


Рисунок 9.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу

Из диаграммы видно, что основную часть текущих затрат составляют амортизационные отчисления и расходы на страхование.

9.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы являются крупной статьей оттока денежных средств после завершения строительства гидроэлектростанции. В данном курсовом проекте учитываются следующие налоги:

- налог на прибыль - 20% от налогооблагаемой прибыли;
- налог на имущество - 2,2% от остаточной стоимости проекта;
- налог на воду (входит в текущие затраты, представлен в таблице 9.5) – 9,84 руб. на 1 кВт·ч выработанной электроэнергии;
- налог на добавленную стоимость (НДС) - 20% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34% от фонда оплаты труд.

Предполагаемые налоговые расходы за 2026-2029 гг. представлены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Год	2026	2027	2028	2029
Налог на прибыль, млн. руб.	1,321	1,365	1,409	1,446
НДС, млн. руб.	7,415	7,631	7,841	8,022
Взносы в соц. фонды, млн. руб.	0,115	0,115	0,115	0,115
Налог на имущество, млн. руб.	1,907	1,871	1,834	1,797
Итого	10,758	10,982	11,199	11,381

Исходя из таблицы 9.6, можно сделать вывод о том, что большую часть налоговых расходов занимает НДС и налог на прибыль, причем ежегодно наблюдается рост налоговых расходов за счет увеличения НДС, налога на прибыль.

9.2 Оценка суммы прибыли

Прибыль – это основной показатель эффективности работы предприятия, определяемый как разница между выручкой от продаж электроэнергии и затратами на её производство.

Основной формой отражения производственной деятельности гидроэлектростанции по производству электроэнергии является «Отчет о прибылях и убытках».

Годовая прибыль за первые годы эксплуатации представлена в таблице 9.7. Динамика чистой прибыли представлена на рисунке 9.2.

Таблица 9.7 – Годовая прибыль за первые годы эксплуатации

Год	2025	2026	2027	2028
Выручка (нетто), млн. руб.	37,167	38,243	39,291	40,184
Текущие расходы, млн. руб.	4,418	4,392	4,366	4,340
ЕВИТ(прибыль до налогообложения) , млн. руб.	41,584	42,634	43,657	44,524
Скорректированный налог на прибыль, млн. руб.	8,317	8,527	8,731	8,905
НОПАТ (чистая прибыль), млн. руб.	33,268	34,108	34,926	35,619
Ставка налога на прибыль, %	20,0	20,0	20,0	20,0

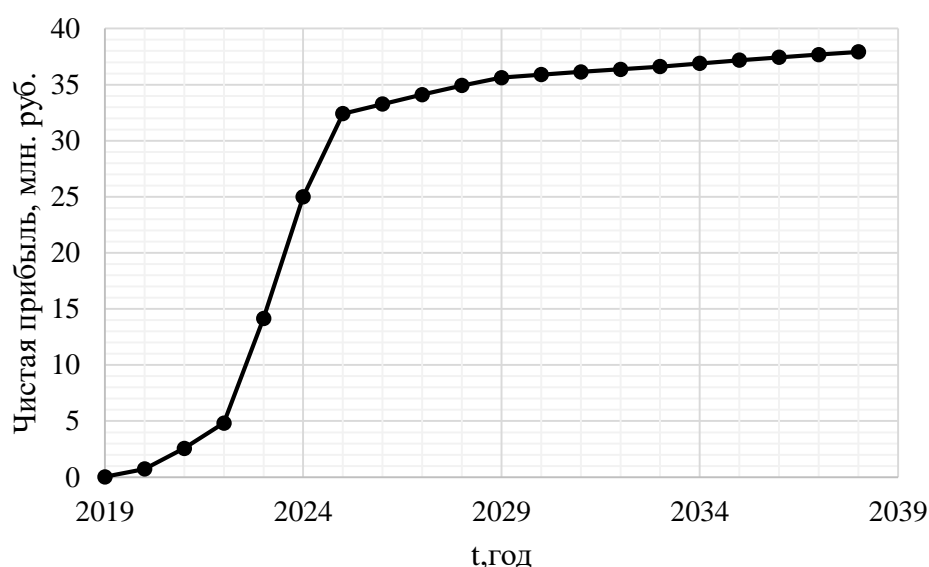


Рисунок 9.2 – Динамика чистой прибыли

По данным таблицы 9.7 видно, что выручка растет, ввиду уменьшения текущих расходов, в связи с чем растет и чистая прибыль. В период с 2022 по 2025 годы наблюдается резкий рост чистой прибыли, что объясняется постепенным выходом на установленную мощность в 2025 году.

9.3 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»). В приложении В представлен анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта.

9.3.1 Методология и исходные данные

Данный раздел выполнен в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТОЭ и ТОЭ», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г. №155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113 [21].

б) Едиными сценарными условиями ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг. Расчеты производились с использованием лицензионной версии программного продукта «ProjectExpert». Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Волжской ГЭС на реке Волга мощностью 2453 МВт составляет 25 лет, в т.ч. 4 года до пуска агрегата и 21 год в соответствии со сроком службы основного оборудования.

- используемая при оценке эффективности финансовая модель отражает реальную ситуацию, сложившуюся к настоящему моменту на российском рынке.

Предполагается, что в течение времени реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих правил и законов.

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии и мощности станции. Рост тарифа на электроэнергию для Сибирского федерального округа принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро». Для определения влияния результатов осуществления проекта на бюджет рассчитан чистый дисконтированный доход бюджета.

9.3.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 9.8.

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Волжской ГЭС на реке Волга»

Наименование	2019
Ставка дисконтирования	11,6
Период окупаемости – РВ, мес.	111
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	25,306
Индекс прибыльности – PI	1,24
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт*ч	0,20
Удельные капиталовложения, руб/Квт	51904

Срок окупаемости составляет 111 месяцев (9,25 года). Следовательно, проект окупится ещё до его окончания, так как его срок составляет 300 месяцев

(25 лет). Индекс прибыльности (1,24 руб.) больше единицы, что свидетельствует о перспективности развития проектируемого объекта. Показатель чистого приведенного дохода инвестиционного проекта – положительная величина, что свидетельствует о привлекательности для инвестирования.

9.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2026	2027	2028	2029
В федеральный бюджет, млрд.рублей	14,01	14,45	14,88	15,25
В региональный бюджет, млрд.рублей	2,36	2,32	2,28	2,24
Итого налоговых поступлений, млрд.рублей	16,37	16,77	17,16	17,49

Как видно из таблицы 9.9 большую часть от всех налоговых поступлений составляют поступления в федеральный бюджет, которые складываются из водного налога, налога на добавленную стоимость, взносов во внебюджетные фонды и налога на прибыль. Меньшую часть (около 15% от всех предполагаемых налоговых поступлений) составляют поступления в региональный бюджет, к которым относится налог на имущество.

9.4 Анализ чувствительности

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности - метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- Ставки налогов;
- Объема инвестиций;
- Цена сбыта;
- Ставка дисконтирования.

Изменение величины чистого приведенного дохода (NPV) от ставки налогов представлено на рисунке 9.3.

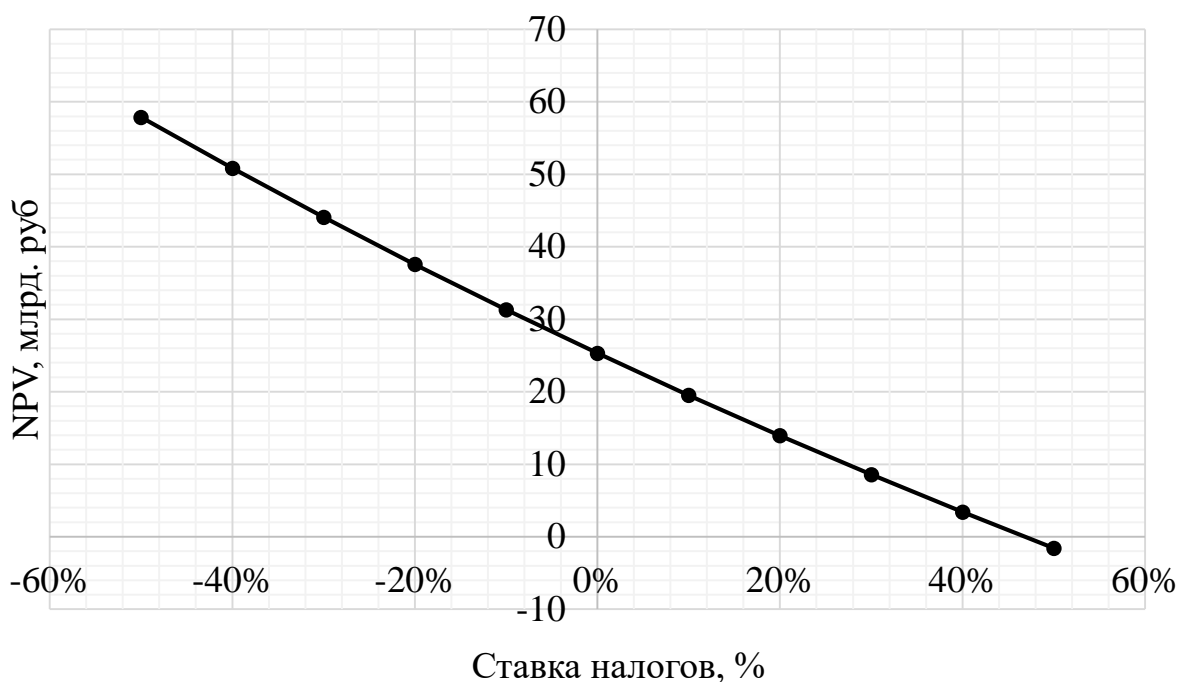


Рисунок 9.3 - Изменение NPV в зависимости от ставки налогов

Увеличение ставки налогов ведет к уменьшению величины NPV.

На рисунке 9.4 представлено изменение NPV в зависимости от изменения объема инвестиций.

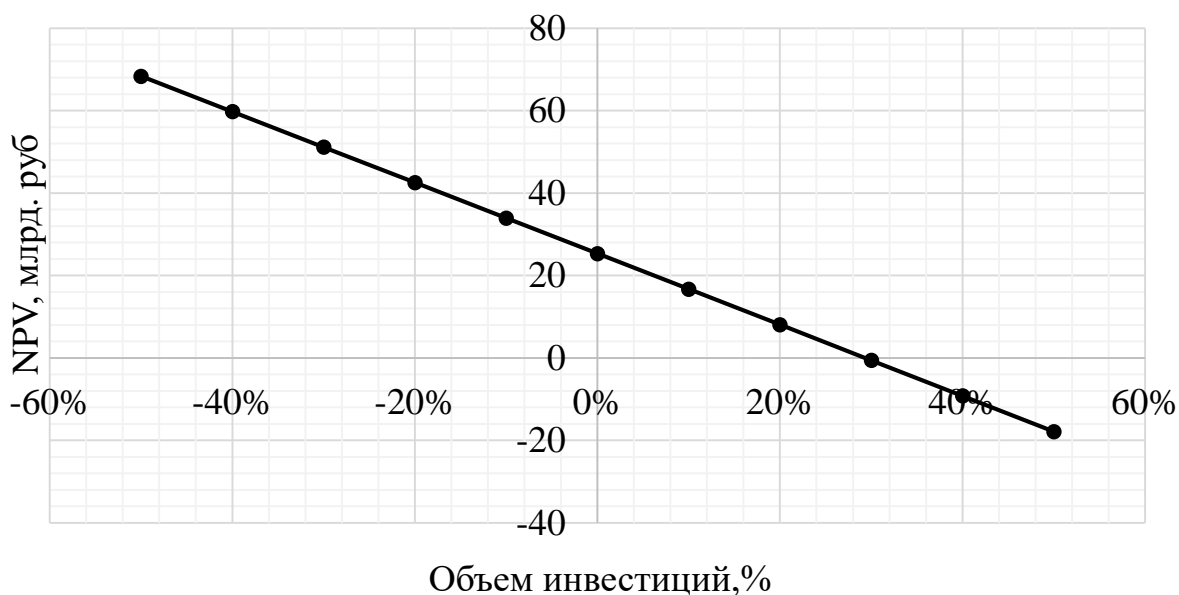


Рисунок 9.4 - Изменение NPV в зависимости от объема инвестиций

Увеличение объема инвестиций для реализации проекта приводит к уменьшению величины NPV.

На рисунке 9.5 представлено изменение NPV в зависимости от изменения цены сбыта.

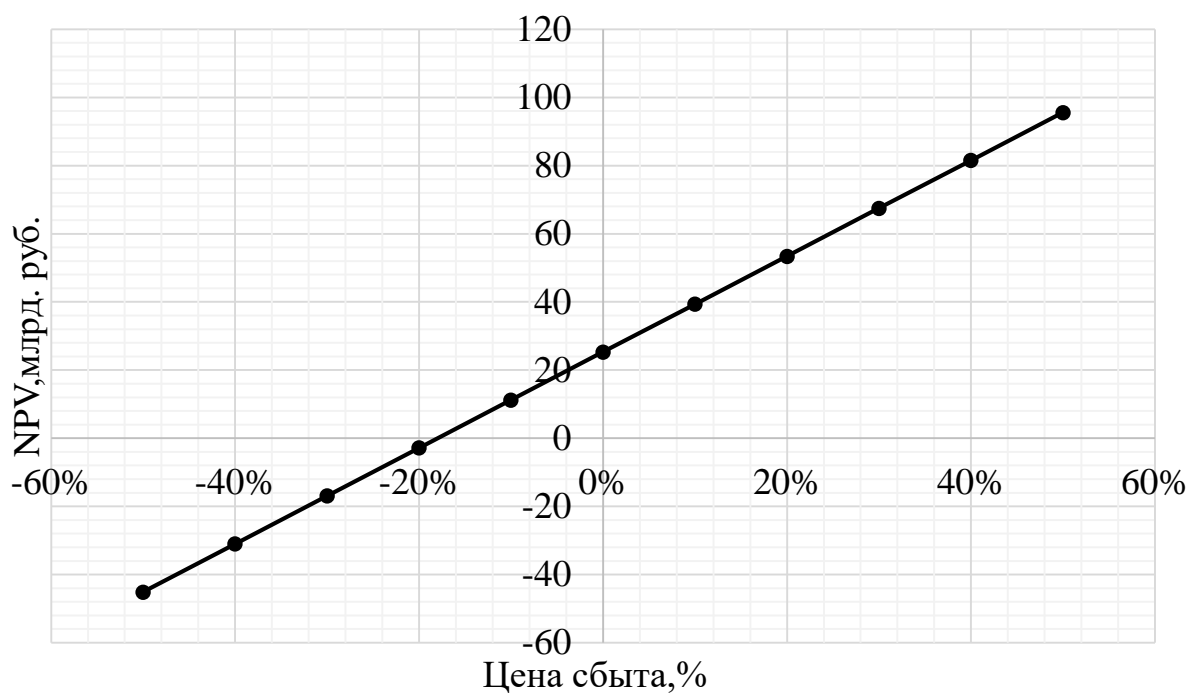


Рисунок 9.5 – Изменение NPV в зависимости от цены сбыта

На рисунке 9.6 представлено изменение NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования.

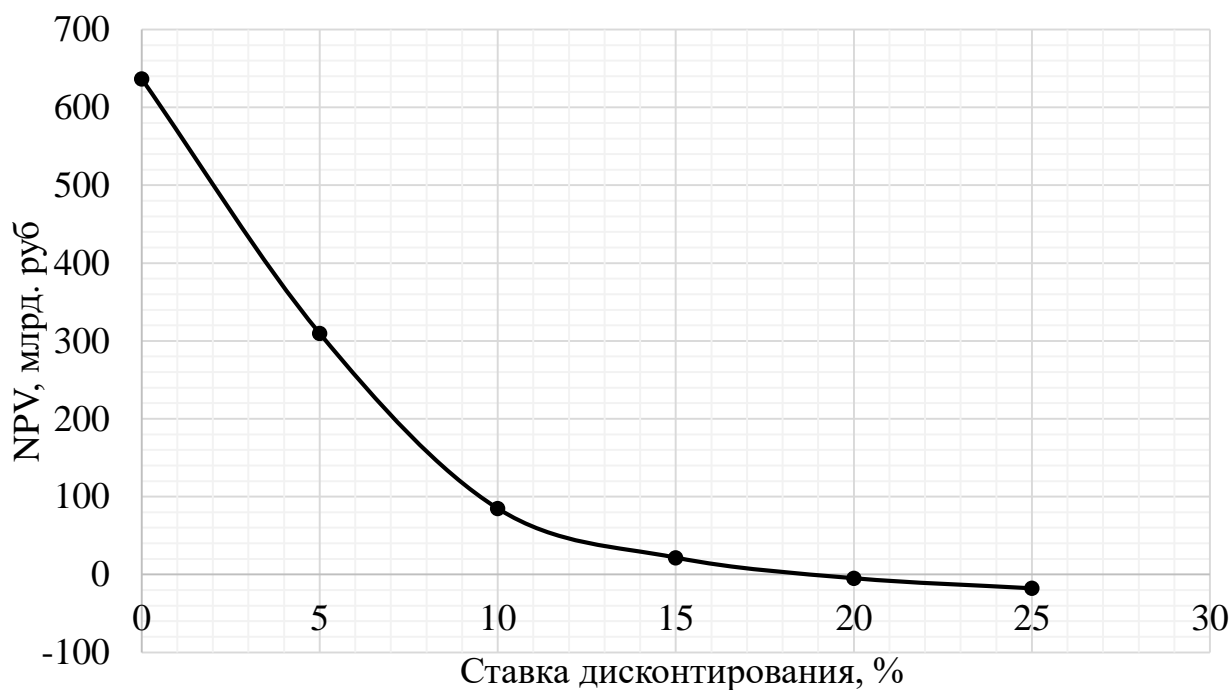


Рисунок 9.6 – Изменение NPV в зависимости от ставки дисконтирования

По данному графику можно сделать вывод, что величина NPV обратно пропорциональна ставке дисконтирования: чем выше ставка дисконтирования, тем ниже NPV.

10 Разработка алгоритма прецизионного фазометра промышленной частоты

10.1 Общие сведения об актуальных фазометрах

Фазометр — электроизмерительный прибор, предназначенный для измерения углов сдвига фаз между двумя изменяющимися периодически электрическими колебаниями.

В настоящее время на электроустановках используются цифровые фазометры. Рассмотрим принцип работы наиболее распространенных из них.

Чаще всего новые модели фазометров используют принцип дискретного счёта. Данный метод работает в два этапа: преобразование сдвига фаз в сигнал определенной длительности, и затем измерение длительности этого импульса посредством дискретного счета. Устройство содержит: преобразователь сдвига фаз в импульс, временной селектор (ВС), формирователь дискретных импульсов (f/f_n), счетчик (СЧ) и цифровой усилитель ЦОУ. Принципиальная схема цифрового фазометра представлена на рисунке 10.1, а временные диаграммы процесса измерения – на рисунке 10.2.

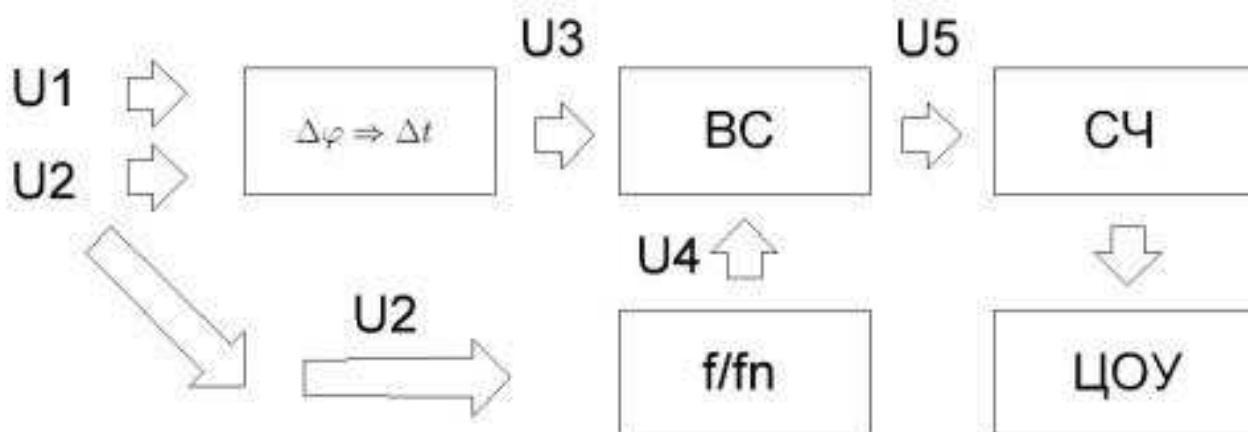


Рисунок 10.1 - Принципиальная схема цифрового фазометра

Преобразователь сдвига фаз в импульс из U_1 и U_2 со сдвигом фазы $\Delta\varphi$ формирует прямоугольные импульсы U_3 в виде последовательности. Данные импульсы U_3 имеют частоту повторений и скважность, соответствующие частоте и сдвигу во времени входных сигналов U_1 и U_2 . Импульсы U_4 и U_3 формируют дискретные счетные импульсы с периодом T_0 , которые подаются на временной селектор. Временной селектор в свою очередь открывается на время импульса U_3 , и пропускает импульсы U_4 . В результате, на выходе временного селектора получают пакеты импульсов U_5 , период следования которых равен T .

Счетчик (СЧ) считает количество импульсов в пакете последовательности U_5 , в итоге количество поступивших импульсов на счетчик (СЧ) оказывается пропорционально фазовому сдвигу между U_1 и U_2 . Код со счетчика подается на ЦОУ, и показания прибора отображаются в градусах с точностью до десятых,

что достигается степенью дискретности устройства. Погрешность дискретности связана с возможностью измерения Δt с точностью до одного периода счетных импульсов.

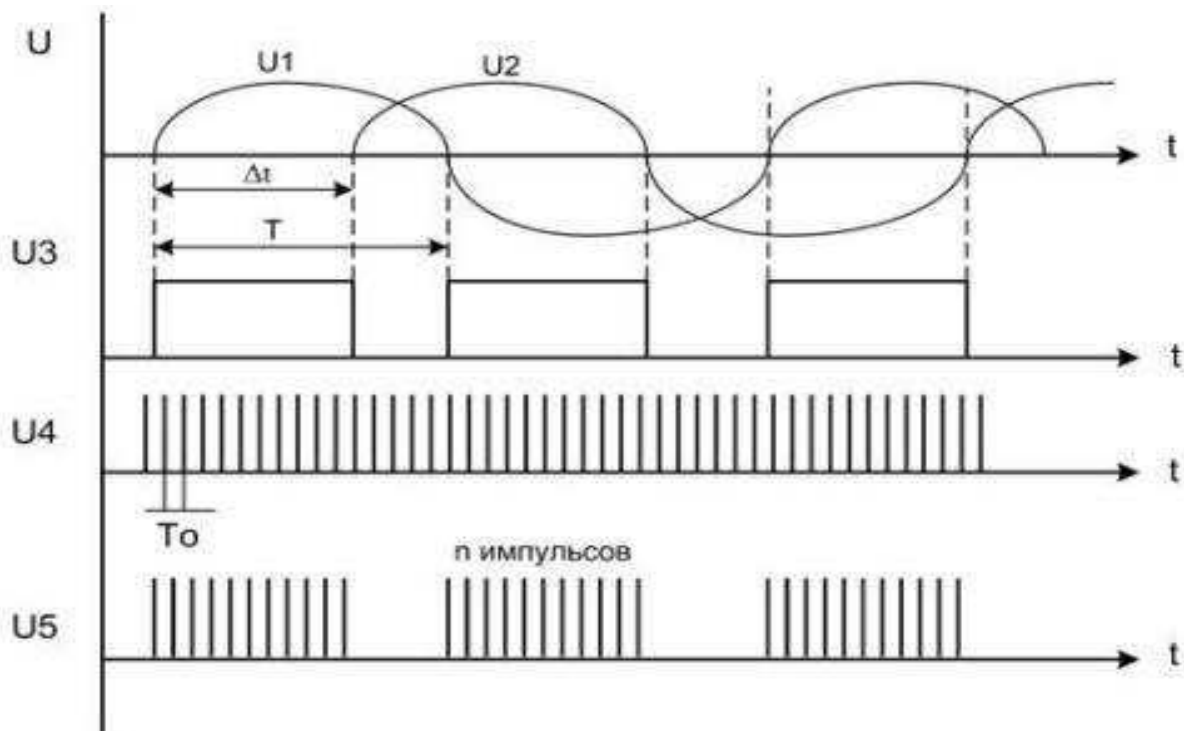


Рисунок 10.2 - Временные диаграммы цифрового фазометра

Средние по $\cos(\varphi)$ фазометры могут снизить погрешность за счет определения средней величины за несколько периодов T контролируемого сигнала. Структура цифрового прибора средней величины отличается от структуры дискретного счета наличием дополнительного селектора времени ВС2, генератора импульсов ГИ, создателя дискретных импульсов ФИ. Принципиальная схема среднего по $\cos(\varphi)$ фазометра представлена на рисунке 10.3, а векторные диаграммы процесса измерения – на рисунке 10.4.

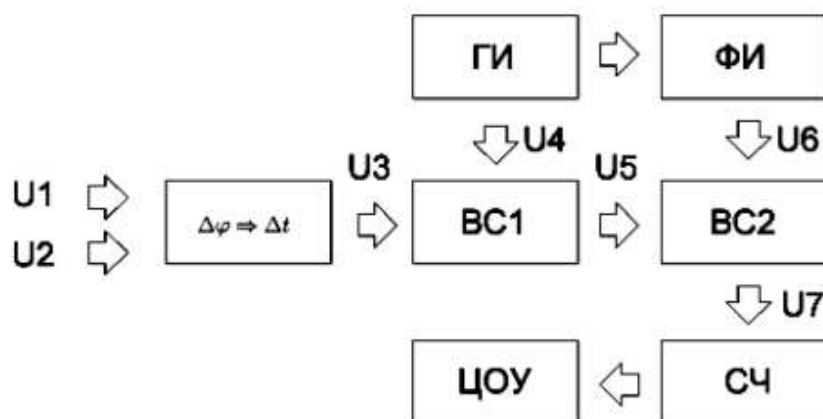


Рисунок 10.3 - Принципиальная схема среднего по $\cos(\varphi)$ фазометра

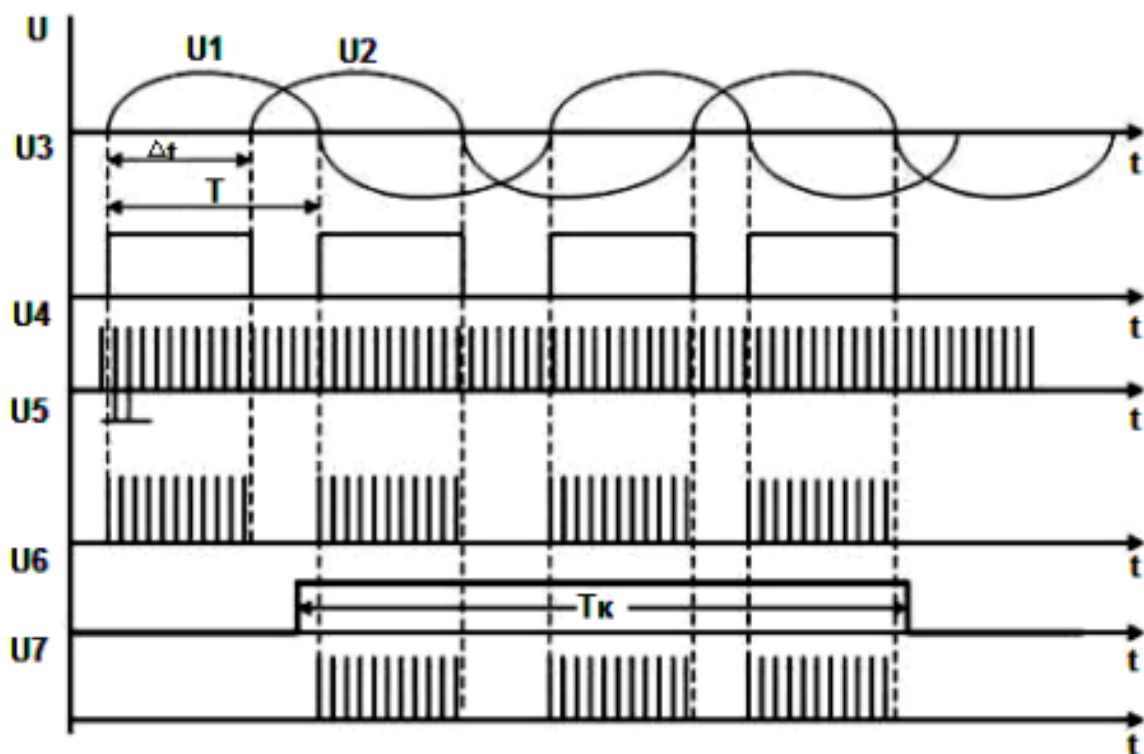


Рисунок 10.4 - Временные диаграммы среднего по $\cos(\varphi)$ фазометра

В данном случае преобразователь фазового сдвига в группе импульсов U_5 вмещает в себя генератор ГИ и селектор времени ВС1. За градуированный диапазон времени T_k , который значительно больше T , несколько групп импульсов поступают на устройство, на его выходе образуется несколько групп, что требуется для получения среднего результата.

Время импульсов U_6 кратно T_0 , так как создатель импульсов ФИ действует по принципу разделения частоты с определенным коэффициентом. Сигнальные импульсы U_6 открывают селектор времени ВС2. В результате на вход поступает несколько групп импульсов. Разрешающая возможность прибора зависит от кратности U_6 .

На отклонения в показаниях фазометра влияет малая точность фиксации фазного сдвига во время перехода сигналов через нули. Однако такие погрешности уменьшаются при получении среднего результата за период T_k , который намного выше периода входных сигналов.

Вышеописанные фазометры имеют невысокую точность, погрешность составляет $(1,5 \div 3)^\circ$.

10.2 Принцип работы проектируемого фазометра

Учитывая инерционность энергосистем, можно предположить, что два соседних периода напряжения промышленной частоты по форме мало отличаются друг от друга.

Для наглядности рассмотрим два синусоидальных сигнала произвольной формы: $U_1(t)$, $U_2(t)$.

Допустим, первый сигнал опережает второй на 9 градусов и эти две синусоиды имеют разные амплитуды, причем $U_1(t) > U_2(t)$.

Принцип работы заключается в нахождении периода сигнала путем разбиения сигнала на выборки с одинаковым шагом, вычисляемым по формуле 10.1.

$$\tau = \frac{0,02}{n}, \quad (10.1)$$

где 0,02 – период сигнала, соответствующий частоте 50 Гц;
 n – количество выборок.

Сдвигая измеренный сигнал на определенное количество выборок, находится оптимальное положение, при котором две соседние волны синусоиды совпадут. Количество выборок регулируется. Периодом сигнала будет являться произведение количества выборок, на которое были сдвинуты сигналы, на длительность одной выборки – формула 10.2.

$$T = (\tau \cdot n). \quad (10.2)$$

Частота обратно пропорциональна периоду сигнала. Измерения происходят непрерывно при каждой новой выборке.

Для сравнения сигналов по амплитуде сравним максимальные амплитудные значения сигналов и поделим максимум одного на максимум другого, тем самым получив коэффициент усиления – формула 10.3.

$$K_y = \frac{\max(U_1(t))}{\max(U_2(t))}. \quad (10.3)$$

Путём умножения сигнала $U_2(t)$ на коэффициент усиления K_y получим совпадающий по амплитуде сигнал.

Изначально на рисунке 10.5 имеем синусоидальный сигнал $U_1(t)$, который выделен оранжевым цветом, $U_2(t)$ - синим цветом. Третий сигнал служит для наглядности процесса измерения – это произведение ($U_2(t) \cdot K_y$). Пусть изначально будет 9 выборок τ . Отклонение по периоду составляет $\delta_T = 0,0005$ с, что эквивалентно 9 градусам.

Каждая точка на рисунке 10.5 является выборкой.

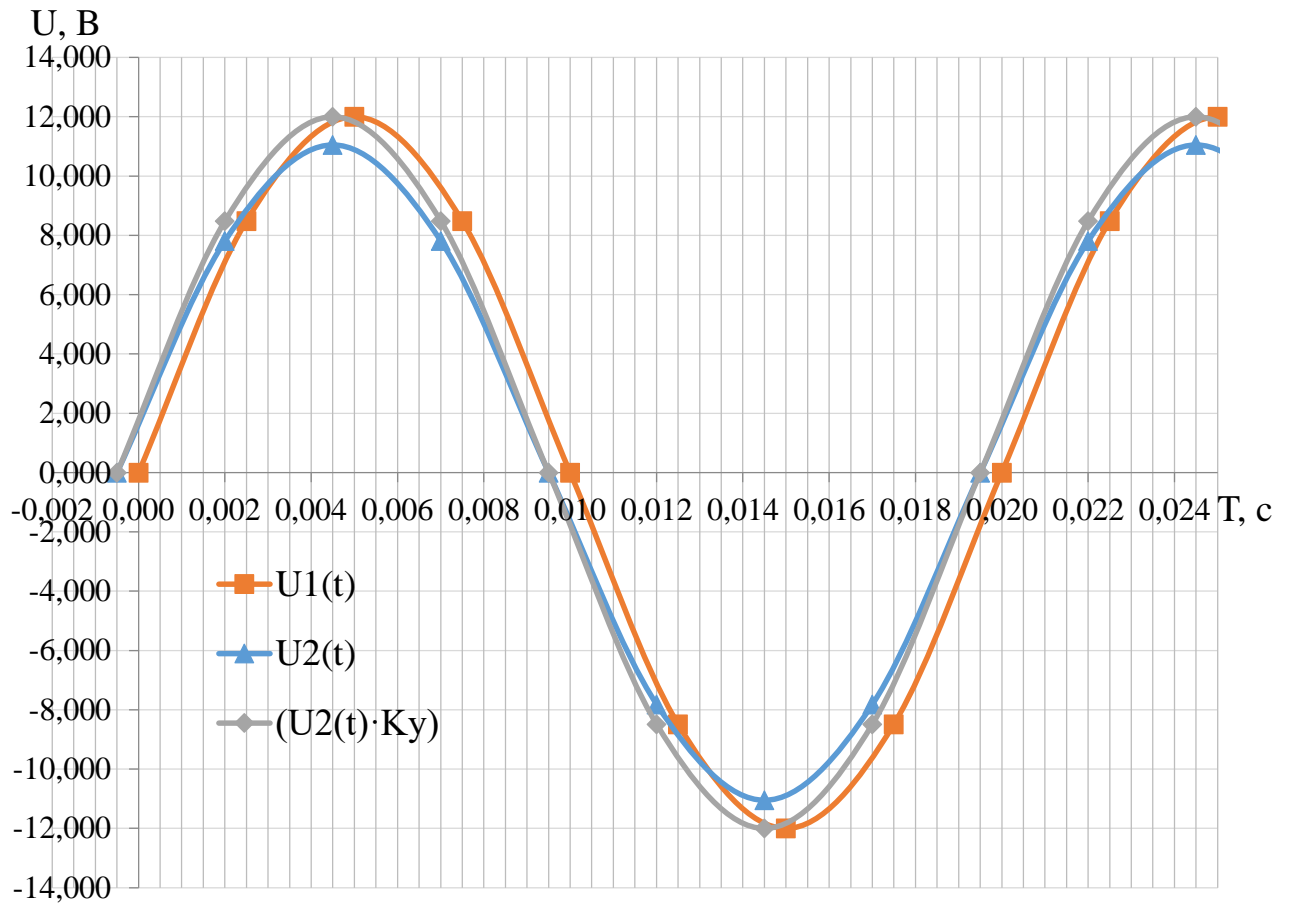


Рисунок 10.5 - Начальное положение

Постепенно увеличивая количество выборок и сдвигая их на некоторое число, найдем такое положение серой синусоиды, при котором отклонение по периоду δ_T будет равно нулю, что свидетельствует о совпадении сигналов.

Такое совпадение достигается при $\tau=0,0022222$ с, $n=240$ штук, сдвиг на шесть выборок. На рисунке 10.6 видно совпадение синусоид.

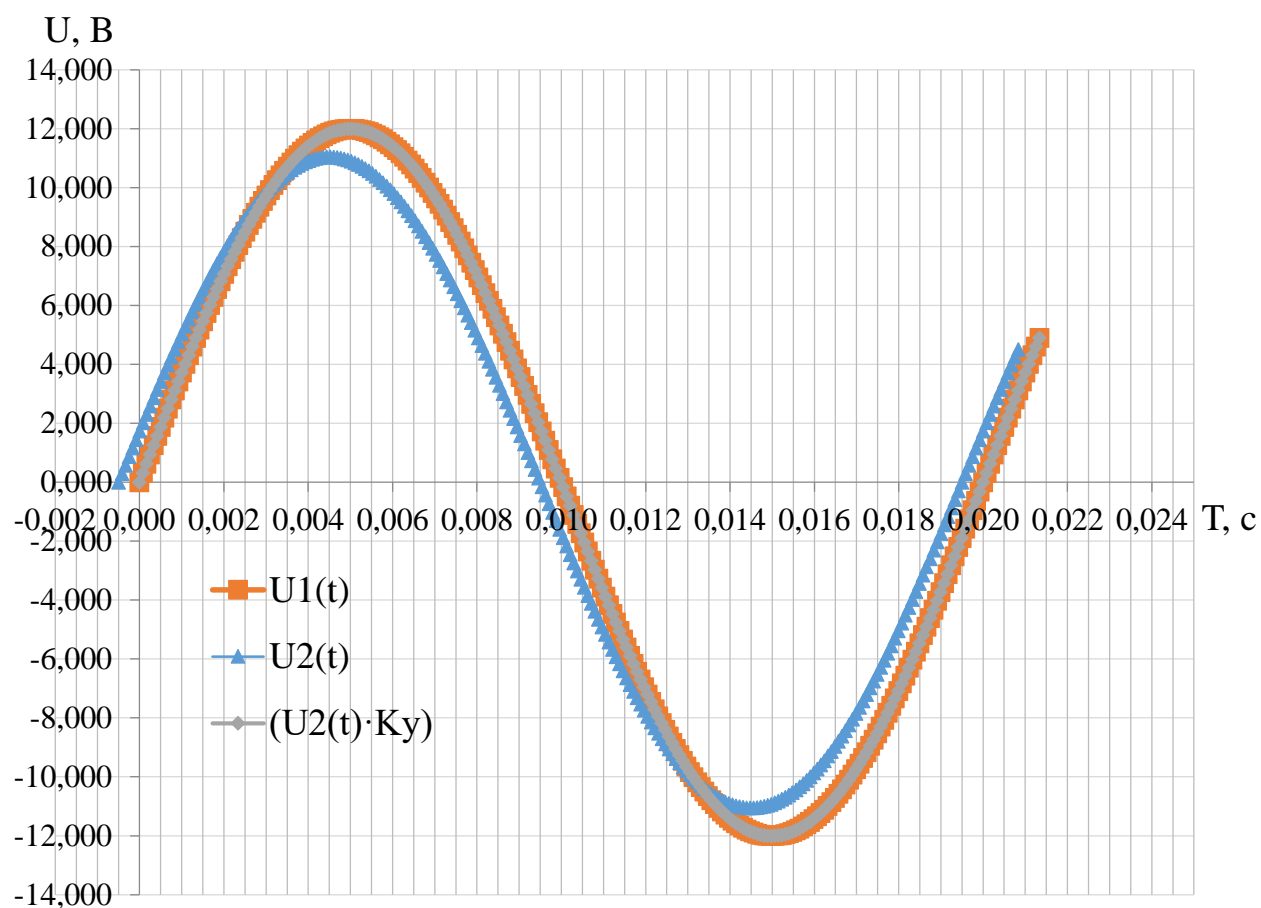


Рисунок 10.6 – Конечное положение

Блок-схема процесса измерения представлена на рисунке 10.7. Командой « $n=9$ » задаем количество выборок 9 штук на период. Команда «Shift=0» создаёт переменную сдвига выборки. Присваиваем нулевое значение. Далее формируем выборки командой « $\tau=50/n$ » и задаем коэффициент усиления для выравнивания сигналов по амплитуде. Затем отправляемся в блок измерения отклонения по периоду. Если $\delta_T=0$, то возвращаемся к началу и ждем, когда появится отклонение. Если $\delta_T \neq 0$ и $\delta_T > 0$, то выполняется команда «Shift--», которая осуществляет сдвиг в отрицательную сторону по времени на одну выборку или в положительную сторону при $\delta_T < 0$ командой «Shift++». Далее вновь измеряем отклонение по периоду и, если $\delta_T=0$, то процесс заканчивается. Если $\delta_T \neq 0$ вновь, то выполняется команда « $n++$ », которая увеличивает количество выборок и возвращает нас к первичному измерению и затем процесс повторяется до тех пор, пока не будет достигнуто совпадение сигналов.

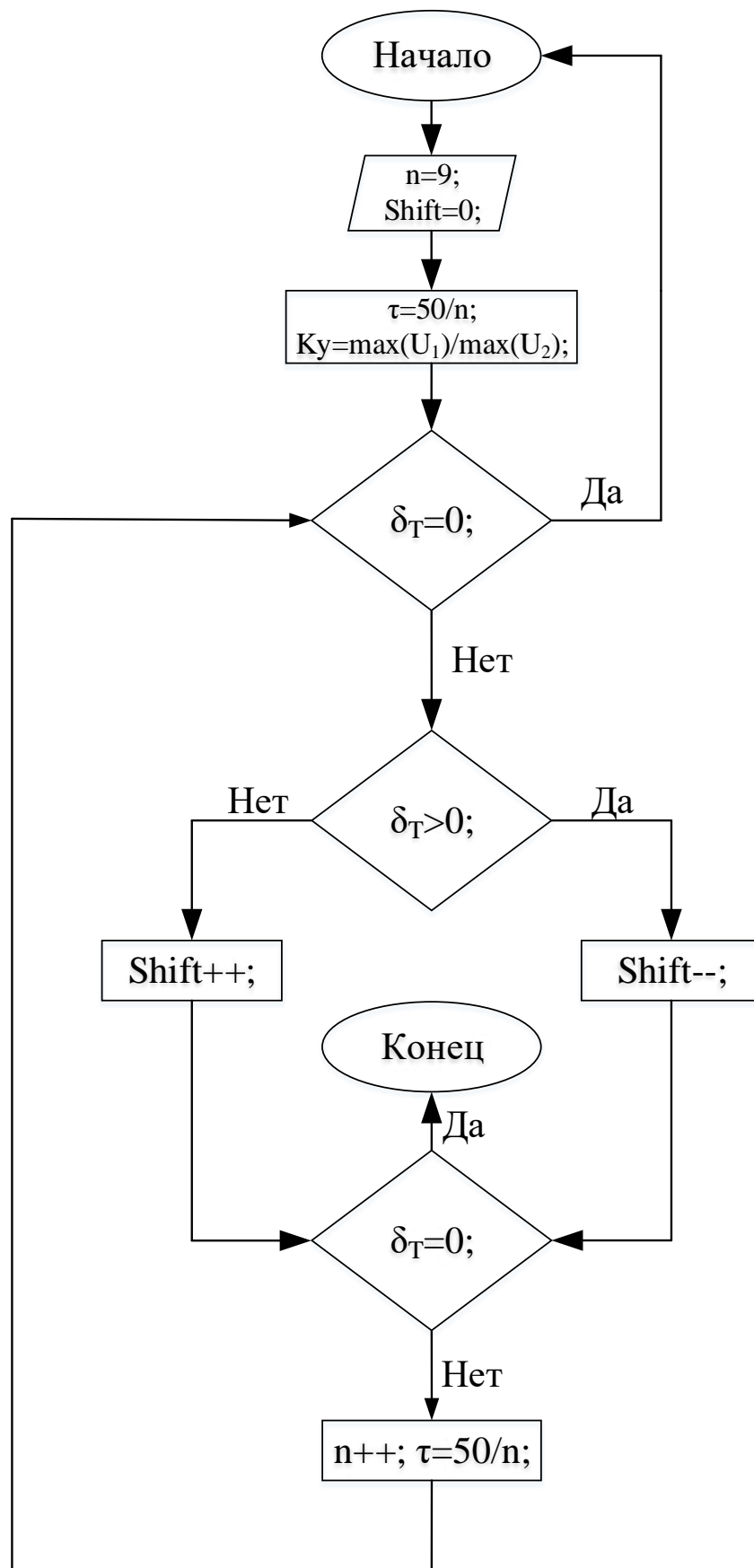


Рисунок 10.7 - Блок-схема процесса измерения

Таким образом, в связи с тем, что принцип работы проектируемого фазометра промышленной частоты не основан на принципе «перехода через ноль» и измерения происходят непрерывно с каждой новой выборкой, обеспечивается высокая точность измерений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте были рассчитаны и определены основные элементы и параметры Волжского гидроузла на реке Волга, являющееся сооружением I класса.

В ходе водно-энергетических расчётов была рассчитана установленная мощность, равная 2453 МВт и среднемноголетняя выработка 10,27 млрд. кВт·ч.

На следующем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 29,65 м;
- расчётный – 21,39 м;
- минимальный – 15,10 м.

При выборе турбин рассматривалось два варианта: ПЛ30а-В и ПЛ30б-В. В результате расчётов был определен оптимальный вариант с восемнадцатью гидротурбинами ПЛ30а-В-950. По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 68,2 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВФ-1500/130-88 с номинальной активной мощностью 136 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с укрупненными блоками и приняты схемы распределительных устройств КРУЭ220кВ и КРУЭ500кВ:

КРУЭ220кВ – полуторная схема с четырьмя укрупненными блоками (2 генератора на один трансформатор) и восемью отходящими воздушными линиями;

КРУЭ500кВ – полуторная схема с пятью укрупненными блоками и тремя отходящими линиями.

По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ-400000/220, ТДЦ-400000/500, автотрансформатор связи АОДЦТН-167000/500/220, трансформаторы собственных нужд ТСЛ-1600/10 и ТСЛ-2500/15, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС-300/66, АС-240/32.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловая с водосбросами совмещенного типа. В состав сооружений входят:

- левобережная грунтовая плотина;
- шлюз;
- пойменная грунтовая плотина;
- водосливная бетонная плотина;
- здание ГЭС;
- коса аванпорта;
- правобережная грунтовая плотина.

Расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 54,5 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – (-39,35) м;
- число водосливных отверстий – 14 шт;
- ширина водосливных отверстий – 30 м;
- отметка гребня водосливной плотины – (-0,7) м;
- отметка гребня грунтовой плотины – 24,9 м.

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется водобойная плита. Бетонная плотина разделена на секции постоянными температурными швами для ликвидации недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях в различных частях тела бетонной плотины.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчётов коэффициент надежности составляет 1,252 для основных нагрузок (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Волжского гидроузла отвечает требованиям надежности и всем остальным требованиям, предусмотренным СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия по охране труда, охране окружающей среды и пожарной безопасности. По технико-экономическим расчётам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 111 месяцев;
- себестоимость – 0,20 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения – 51904 тыс.руб/кВт.

Таким образом, строительство Волжского гидроузла в настоящее время является оправданным и выгодным с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» [Электронный ресурс]; специализированная организация, единолично осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление в ЕЭС России – Режим доступа: <http://so-ups.ru>.
3. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
4. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
5. СТО 59012820-29.20.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – Введ. 20.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 132 с.
6. СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
7. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.
8. СП 23.13330.2011 «Основания гидротехнических сооружений» Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.
9. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003 (с Изменением N 1) – М.: ОАО ЦПП, 2013.
10. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.
11. Гидротехнические сооружения. Часть 2: учебник для вузов / Л. Н. Рассказов [и др.]. – Москва: Издательство Ассоциаций строительных вузов, 2008. – 528 с.
12. Каталог «Трансформаторы сухие ТСЛ ВН 6/10 кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Энерго-Завод». – Режим доступа: <http://energo-zavod.com>
13. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
14. Каталог «Высоковольтное оборудование» [Электронный ресурс] // ЗАО «ЗЭТО». – Режим доступа: <http://www.zeto.ru>

15. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
16. СТО 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 30.07.2012 – Москва: Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро, 2012. – 307 с.
17. СТО 56947007-29.240.124-2012 Сборник «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» тм - т1 для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС». – Введ. 09.07.2012. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2012. – 33 с.
18. ГОСТ 2.755-87 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. – Введ. 01.01.1988. – Москва: ИПК Издательство стандартов, 1998. – 7 с.
19. ГОСТ 2.722-68 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Машины электрические. - Введ. 01.01.1971. – Москва: Стандартинформ, 2017. – 15 с.
20. Единые сценарные условиями ОАО «РусГидро» на 2012-2037гг. – Введ. 31.03.2008 – Москва: «РусГидро», 2008 – 14 с.
21. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. N 117-ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000 г. N 153-154.
22. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.
23. СТО 17330282.27.140.011-2008 «Технические системы гидроэлектростанций. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» // [Электронный ресурс] ПАО «РусГидро» - Режим доступа: <http://www.rushydro.ru>

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Водно-энергетические расчёты

Таблица А.1 – Расчёт для типичных суток февраля

Часы	Q _{полезн. быт}	Q _ф	Q _{в-ща}	Q _{хол.сбр}	Q _{ГЭС}	Q _{НБ}	Q _{сан.п-к}	Объем			Верхний бьеф			Z _{НБ, м}	Н, м	N _{ГЭС} МВт	N _{гар,} МВт
								V _{нач}	V _{нач}	V _{нач}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
18:00	2252	2	1064	0	3316	3318	1750	28,81	0,09	28,72	15,30	15,28	15,29	-12,03	27,12	764	764
19:00	2252	2	4010	0	6262	6264	1750	28,72	0,35	28,37	15,28	15,21	15,24	-9,51	24,56	1307	1307
20:00	2252	2	2976	0	5228	5230	1750	28,37	0,26	28,11	15,21	15,16	15,18	-10,18	25,16	1118	1118
21:00	2252	2	1976	0	4228	4230	1750	28,11	0,17	27,94	15,16	15,12	15,14	-11,02	25,96	933	933
22:00	2252	2	-450	0	1802	1804	1750	27,94	-0,04	27,98	15,12	15,13	15,13	-14,45	29,38	450	450
23:00	2252	2	-504	0	1748	1750	1750	27,98	-0,04	28,03	15,13	15,14	15,13	-14,56	29,49	438	сан. п-к
0:00	2252	2	-504	0	1748	1750	1750	28,03	-0,04	28,07	15,14	15,15	15,14	-14,56	29,50	438	сан. п-к
1:00	2252	2	-504	0	1748	1750	1750	28,07	-0,04	28,11	15,15	15,16	15,15	-14,56	29,51	438	сан. п-к
2:00	2252	2	-504	0	1748	1750	1750	28,11	-0,04	28,16	15,16	15,17	15,16	-14,56	29,52	439	сан. п-к
3:00	2252	2	-504	0	1748	1750	1750	28,16	-0,04	28,20	15,17	15,17	15,17	-14,56	29,53	439	сан. п-к
4:00	2252	2	-504	0	1748	1750	1750	28,20	-0,04	28,24	15,17	15,18	15,18	-14,56	29,54	439	сан. п-к
5:00	2252	2	-504	0	1748	1750	1750	28,24	-0,04	28,29	15,18	15,19	15,19	-14,56	29,55	439	сан. п-к
6:00	2252	2	-504	0	1748	1750	1750	28,29	-0,04	28,33	15,19	15,20	15,20	-14,56	29,56	439	сан. п-к
7:00	2252	2	-504	0	1748	1750	1750	28,33	-0,04	28,37	15,20	15,21	15,21	-14,56	29,57	439	сан. п-к
8:00	2252	2	-504	0	1748	1750	1750	28,37	-0,04	28,42	15,21	15,22	15,21	-14,56	29,57	439	сан. п-к
9:00	2252	2	-504	0	1748	1750	1750	28,42	-0,04	28,46	15,22	15,23	15,22	-14,56	29,58	440	сан. п-к
10:00	2252	2	-504	0	1748	1750	1750	28,46	-0,04	28,51	15,23	15,24	15,23	-14,56	29,59	440	сан. п-к
11:00	2252	2	-504	0	1748	1750	1750	28,51	-0,04	28,55	15,24	15,25	15,24	-14,56	29,60	440	сан. п-к
12:00	2252	2	-504	0	1748	1750	1750	28,55	-0,04	28,59	15,25	15,25	15,25	-14,56	29,61	440	сан. п-к
13:00	2252	2	-504	0	1748	1750	1750	28,59	-0,04	28,64	15,25	15,26	15,26	-14,56	29,62	440	сан. п-к
14:00	2252	2	-504	0	1748	1750	1750	28,64	-0,04	28,68	15,26	15,27	15,27	-14,56	29,63	440	сан. п-к
15:00	2252	2	-504	0	1748	1750	1750	28,68	-0,04	28,72	15,27	15,28	15,28	-14,56	29,64	440	сан. п-к
16:00	2252	2	-504	0	1748	1750	1750	28,72	-0,04	28,77	15,28	15,29	15,28	-14,56	29,64	440	сан. п-к
17:00	2252	2	-504	0	1748	1750	1750	28,77	-0,04	28,81	15,29	15,30	15,30	-14,56	29,66	441	сан. п-к

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Расчёт для типичных суток марта

Часы	Q _{полезн. быт}	Q _ф	Q _{в-ща}	Q _{хол.сбр}	Q _{ГЭС}	Q _{НБ}	Q _{сан.п-к}	Объем			Верхний бьеф			Z _{НБ} , м	Н, м	N _{ГЭС} МВт	N _{гар} МВт
								V _{нач}	V _{нач}	V _{нач}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
18:00	2854	2	993	0	3847	3849	1750	28,81	0,09	28,72	15,30	15,28	15,29	-11,41	26,50	867	867
19:00	2854	2	4776	0	7630	7632	1750	28,72	0,41	28,31	15,28	15,20	15,24	-8,84	23,88	1549	1549
20:00	2854	2	4750	0	7604	7606	1750	28,31	0,41	27,90	15,20	15,11	15,15	-8,85	23,80	1539	1539
21:00	2854	2	3820	0	6674	6676	1750	27,90	0,33	27,57	15,11	15,04	15,08	-9,29	24,17	1371	1371
22:00	2854	2	709	0	3563	3565	1750	27,57	0,06	27,51	15,04	15,03	15,03	-11,73	26,57	805	805
23:00	2854	2	-1106	0	1748	1750	1750	27,51	-0,10	27,61	15,03	15,05	15,04	-14,56	29,40	437	сан. п-к
0:00	2854	2	-1106	0	1748	1750	1750	27,61	-0,10	27,70	15,05	15,07	15,06	-14,56	29,42	437	сан. п-к
1:00	2854	2	-1106	0	1748	1750	1750	27,70	-0,10	27,80	15,07	15,09	15,08	-14,56	29,44	437	сан. п-к
2:00	2854	2	-1106	0	1748	1750	1750	27,80	-0,10	27,89	15,09	15,11	15,10	-14,56	29,46	438	сан. п-к
3:00	2854	2	-1106	0	1748	1750	1750	27,89	-0,10	27,99	15,11	15,13	15,12	-14,56	29,48	438	сан. п-к
4:00	2854	2	-1106	0	1748	1750	1750	27,99	-0,10	28,08	15,13	15,15	15,14	-14,56	29,50	438	сан. п-к
5:00	2854	2	-1106	0	1748	1750	1750	28,08	-0,10	28,18	15,15	15,17	15,16	-14,56	29,52	439	сан. п-к
6:00	2854	2	-1106	0	1748	1750	1750	28,18	-0,10	28,27	15,17	15,19	15,18	-14,56	29,54	439	сан. п-к
7:00	2854	2	-1106	0	1748	1750	1750	28,27	-0,10	28,37	15,19	15,21	15,20	-14,56	29,56	439	сан. п-к
8:00	2854	2	-1106	0	1748	1750	1750	28,37	-0,10	28,47	15,21	15,23	15,22	-14,56	29,58	440	сан. п-к
9:00	2854	2	70	0	2924	2926	1750	28,47	0,01	28,46	15,23	15,23	15,23	-12,56	27,59	686	686
10:00	2854	2	1090	0	3944	3946	1750	28,46	0,09	28,37	15,23	15,21	15,22	-11,31	26,33	883	883
11:00	2854	2	584	0	3438	3440	1750	28,37	0,05	28,31	15,21	15,20	15,20	-11,88	26,88	786	786
12:00	2854	2	-343	0	2511	2513	1750	28,31	-0,03	28,34	15,20	15,20	15,20	-13,18	28,18	602	602
13:00	2854	2	-1106	0	1748	1750	1750	28,34	-0,10	28,44	15,20	15,22	15,21	-14,56	29,57	439	сан. п-к
14:00	2854	2	-1106	0	1748	1750	1750	28,44	-0,10	28,54	15,22	15,24	15,23	-14,56	29,59	440	сан. п-к
15:00	2854	2	-1106	0	1748	1750	1750	28,54	-0,10	28,63	15,24	15,26	15,25	-14,56	29,61	440	сан. п-к
16:00	2854	2	-1106	0	1748	1750	1750	28,63	-0,10	28,73	15,26	15,28	15,27	-14,56	29,63	440	сан. п-к
17:00	2854	2	-965	0	1889	1891	1750	28,73	-0,08	28,81	15,28	15,30	15,30	-14,28	29,38	472	472

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Расчёт для типичных суток апреля

Часы	Q _{полезн. быт}	Q _ф	Q _{в-ща}	Q _{хол.сбр}	Q _{ГЭС}	Q _{НБ}	Q _{сан.п-к}	Объем			Верхний бьеф			Z _{НБ, м}	H, м	N _{ГЭС МВт}	N _{гар, МВт}
								V _{нач}	V _{нач}	V _{нач}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
0:00	16838	2	0	3350	13488	16840	1750	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,67	20,77	2381	2381
1:00	16838	2	0	3350	13488	16840	1750	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,67	20,77	2381	2381
2:00	16838	2	0	3350	13488	16840	1750	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,67	20,77	2381	2381
3:00	16838	2	0	3350	13488	16840	1750	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,67	20,77	2381	2381
4:00	16838	2	0	3350	13488	16840	1750	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,67	20,77	2381	2381
5:00	16838	2	0	3350	13488	16840	1750	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,67	20,77	2381	2381
6:00	16838	2	0	3350	13488	16840	1750	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,67	20,77	2381	2381
7:00	16838	2	0	3350	13488	16840	1750	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,67	20,77	2381	2381
8:00	16838	2	0	3350	13488	16840	1750	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,67	20,77	2381	2381
9:00	16838	2	0	3350	13488	16840	1750	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,67	20,77	2381	2381
10:00	16838	2	0	3350	13488	16840	1750	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,67	20,77	2381	2381
11:00	16838	2	0	3350	13488	16840	1750	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,67	20,77	2381	2381
12:00	16838	2	0	3350	13488	16840	1750	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,67	20,77	2381	2381
13:00	16838	2	0	3350	13488	16840	1750	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,67	20,77	2381	2381
14:00	16838	2	0	3350	13488	16840	1750	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,67	20,77	2381	2381
15:00	16838	2	0	3350	13488	16840	1750	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,67	20,77	2381	2381
16:00	16838	2	0	3350	13488	16840	1750	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,67	20,77	2381	2381
17:00	16838	2	0	3350	13488	16840	1750	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,67	20,77	2381	2381
18:00	16838	2	0	3350	13488	16840	1750	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,67	20,77	2381	2381
19:00	16838	2	0	3350	13488	16840	1750	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,67	20,77	2381	2381
20:00	16838	2	0	3350	13488	16840	1750	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,67	20,77	2381	2381
21:00	16838	2	0	3350	13488	16840	1750	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,67	20,77	2381	2381
22:00	16838	2	0	3350	13488	16840	1750	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,67	20,77	2381	2381
23:00	16838	2	0	3350	13488	16840	1750	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,67	20,77	2381	2381

Продолжение приложения А

Таблица А.4 – Расчёт для типичных суток мая

Часы	Q _{полезн. быт}	Q _ф	Q _{в-ща}	Q _{хол.сбр}	Q _{ГЭС}	Q _{НБ}	Q _{сан.п-к}	Объем			Верхний бьеф			Z _{НБ, м}	Н, м	N _{ГЭС МВт}	N _{гар, МВт}
								V _{нач}	V _{нач}	V _{нач}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
0:00	26465	2	0	11190	15275	26467	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-3,24	18,34	2381	2381
1:00	26465	2	0	11190	15275	26467	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-3,24	18,33	2381	2381
2:00	26465	2	0	11190	15275	26467	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-3,24	18,33	2381	2381
3:00	26465	2	0	11190	15275	26467	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-3,24	18,33	2381	2381
4:00	26465	2	0	11190	15275	26467	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-3,24	18,33	2381	2381
5:00	26465	2	0	11190	15275	26467	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-3,24	18,33	2381	2381
6:00	26465	2	0	11190	15275	26467	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-3,24	18,33	2381	2381
7:00	26465	2	0	11190	15275	26467	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-3,24	18,33	2381	2381
8:00	26465	2	0	11190	15275	26467	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-3,24	18,33	2381	2381
9:00	26465	2	0	11190	15275	26467	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-3,24	18,33	2381	2381
10:00	26465	2	0	11190	15275	26467	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-3,24	18,33	2381	2381
11:00	26465	2	0	11190	15275	26467	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-3,24	18,33	2381	2381
12:00	26465	2	0	11190	15275	26467	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-3,24	18,33	2381	2381
13:00	26465	2	0	11190	15275	26467	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-3,24	18,33	2381	2381
14:00	26465	2	0	11190	15275	26467	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-3,24	18,33	2381	2381
15:00	26465	2	0	11190	15275	26467	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-3,24	18,33	2381	2381
16:00	26465	2	0	11190	15275	26467	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-3,24	18,33	2381	2381
17:00	26465	2	0	11190	15275	26467	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-3,24	18,33	2381	2381
18:00	26465	2	0	11190	15275	26467	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-3,24	18,33	2381	2381
19:00	26465	2	0	11190	15275	26467	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-3,24	18,33	2381	2381
20:00	26465	2	0	11190	15275	26467	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-3,24	18,33	2381	2381
21:00	26465	2	0	11190	15275	26467	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-3,24	18,33	2381	2381
22:00	26465	2	0	11190	15275	26467	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-3,24	18,33	2381	2381
23:00	26465	2	0	11190	15275	26467	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-3,24	18,33	2381	2381

Продолжение приложения А

Таблица А.5 – Расчёт для типичных суток июня

Часы	Q _{полезн. быт}	Q _ф	Q _{в-ща}	Q _{хол.сбр}	Q _{ГЭС}	Q _{НБ}	Q _{сан.п-к}	Объем			Верхний бьеф			Z _{НБ, м}	Н, м	N _{ГЭС МВт}	N _{гар, МВт}
								V _{нач}	V _{нач}	V _{нач}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
18:00	18403	2	0	4615	13788	18405	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,22	20,32	2381	2381
19:00	18403	2	0	4615	13788	18405	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,22	20,32	2381	2381
20:00	18403	2	0	4615	13788	18405	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,22	20,32	2381	2381
21:00	18403	2	0	4615	13788	18405	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,22	20,32	2381	2381
22:00	18403	2	0	4615	13788	18405	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,22	20,32	2381	2381
23:00	18403	2	0	4615	13788	18405	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,22	20,32	2381	2381
0:00	18403	2	0	4615	13788	18405	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,22	20,32	2381	2381
1:00	18403	2	0	4615	13788	18405	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,22	20,32	2381	2381
2:00	18403	2	0	4615	13788	18405	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,22	20,32	2381	2381
3:00	18403	2	0	4615	13788	18405	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,22	20,32	2381	2381
4:00	18403	2	0	4615	13788	18405	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,22	20,32	2381	2381
5:00	18403	2	0	4615	13788	18405	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,22	20,32	2381	2381
6:00	18403	2	0	4615	13788	18405	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,22	20,32	2381	2381
7:00	18403	2	0	4615	13788	18405	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,22	20,32	2381	2381
8:00	18403	2	0	4615	13788	18405	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,22	20,32	2381	2381
9:00	18403	2	0	4615	13788	18405	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,22	20,32	2381	2381
10:00	18403	2	0	4615	13788	18405	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,22	20,32	2381	2381
11:00	18403	2	0	4615	13788	18405	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,22	20,32	2381	2381
12:00	18403	2	0	4615	13788	18405	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,22	20,32	2381	2381
13:00	18403	2	0	4615	13788	18405	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,22	20,32	2381	2381
14:00	18403	2	0	4615	13788	18405	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,22	20,32	2381	2381
15:00	18403	2	0	4615	13788	18405	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,22	20,32	2381	2381
16:00	18403	2	0	4615	13788	18405	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,22	20,32	2381	2381
17:00	18403	2	0	4615	13788	18405	1867	28,81	0,00	28,81	15,30	15,30	15,30	-5,22	20,32	2381	2381

Продолжение приложения А

Таблица А.6 – Расчёт для типичных суток июля

Часы	Q _{полезн. быт}	Q _ф	Q _{в-ща}	Q _{хол.сбр}	Q _{ГЭС}	Q _{НБ}	Q _{сан.п-к}	Объем			Верхний бьеф			Z _{НБ} , м	Н, м	N _{ГЭС} МВт	N _{гар} МВт
								V _{нач}	V _{нач}	V _{нач}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
10:00	6163	2	1082	0	7245	7247	1867	28,81	0,09	28,72	15,30	15,28	15,29	-9,01	24,10	1484	1484
11:00	6163	2	2340	0	8503	8505	1867	28,72	0,20	28,51	15,28	15,24	15,26	-8,48	23,54	1701	1701
12:00	6163	2	2505	0	8668	8670	1867	28,51	0,22	28,30	15,24	15,19	15,22	-8,41	23,43	1726	1726
13:00	6163	2	3160	0	9323	9325	1867	28,30	0,27	28,02	15,19	15,14	15,17	-8,17	23,14	1833	1833
14:00	6163	2	3817	0	9980	9982	1867	28,02	0,33	27,70	15,14	15,07	15,10	-7,93	22,84	1937	1937
15:00	6163	2	4218	0	10381	10383	1867	27,70	0,36	27,33	15,07	14,99	15,03	-7,79	22,62	1996	1996
16:00	6163	2	3465	0	9628	9630	1867	27,33	0,30	27,03	14,99	14,92	14,95	-8,06	22,81	1867	1867
17:00	6163	2	3405	0	9568	9570	1867	27,03	0,29	26,74	14,92	14,85	14,88	-8,08	22,76	1851	1851
18:00	6163	2	1870	0	8033	8035	1867	26,74	0,16	26,58	14,85	14,80	14,83	-8,67	23,29	1590	1590
19:00	6163	2	1680	0	7843	7845	1867	26,58	0,15	26,43	14,80	14,77	14,79	-8,75	23,33	1555	1555
20:00	6163	2	3120	0	9283	9285	1867	26,43	0,27	26,16	14,77	14,70	14,73	-8,18	22,72	1792	1792
21:00	6163	2	7016	0	13179	13181	1867	26,16	0,61	25,55	14,70	14,52	14,61	-6,85	21,25	2381	2381
22:00	6163	2	4125	0	10288	10290	1867	25,55	0,36	25,20	14,52	14,42	14,47	-7,83	22,10	1932	1932
23:00	6163	2	-1614	0	4549	4551	1867	25,20	-0,14	25,34	14,42	14,46	14,44	-10,73	24,96	965	965
0:00	6163	2	-4298	0	1865	1867	1867	25,34	-0,37	25,71	14,46	14,57	14,51	-14,33	28,64	454	сан.п-к
1:00	6163	2	-4298	0	1865	1867	1867	25,71	-0,37	26,08	14,57	14,67	14,62	-14,33	28,75	456	сан.п-к
2:00	6163	2	-4298	0	1865	1867	1867	26,08	-0,37	26,45	14,67	14,77	14,72	-14,33	28,85	457	сан.п-к
3:00	6163	2	-4298	0	1865	1867	1867	26,45	-0,37	26,82	14,77	14,87	14,82	-14,33	28,95	459	сан.п-к
4:00	6163	2	-4298	0	1865	1867	1867	26,82	-0,37	27,19	14,87	14,96	14,91	-14,33	29,04	460	сан.п-к
5:00	6163	2	-4298	0	1865	1867	1867	27,19	-0,37	27,57	14,96	15,04	15,00	-14,33	29,13	462	сан.п-к
6:00	6163	2	-4298	0	1865	1867	1867	27,57	-0,37	27,94	15,04	15,12	15,08	-14,33	29,21	463	сан.п-к
7:00	6163	2	-4298	0	1865	1867	1867	27,94	-0,37	28,31	15,12	15,20	15,16	-14,33	29,29	464	сан.п-к
8:00	6163	2	-4298	0	1865	1867	1867	28,31	-0,37	28,68	15,20	15,27	15,23	-14,33	29,36	465	сан.п-к
9:00	6163	2	-1507	0	4656	4658	1867	28,68	-0,13	28,81	15,27	15,30	15,30	-10,63	25,73	1018	1018

Продолжение приложения А

Таблица А.7 – Расчёт для типичных суток августа

Часы	Q _{полезн. быт}	Q _ф	Q _{в-ща}	Q _{хол.сбр}	Q _{ГЭС}	Q _{НБ}	Q _{сан.п-к}	Объем			Верхний бьеф			Z _{НБ} , м	Н, м	N _{ГЭС} МВт	N _{гар} МВт
								V _{нач}	V _{нач}	V _{нач}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
10:00	5388	2	2462	0	7850	7852	1867	28,81	0,21	28,60	15,30	15,25	15,28	-8,74	23,82	1589	1589
11:00	5388	2	3088	0	8476	8478	1867	28,60	0,27	28,33	15,25	15,20	15,23	-8,49	23,52	1694	1694
12:00	5388	2	4175	0	9563	9565	1867	28,33	0,36	27,97	15,20	15,13	15,16	-8,08	23,05	1873	1873
13:00	5388	2	4892	0	10280	10282	1867	27,97	0,42	27,55	15,13	15,04	15,08	-7,83	22,71	1984	1984
14:00	5388	2	4125	0	9513	9515	1867	27,55	0,36	27,19	15,04	14,95	15,00	-8,10	22,90	1851	1851
15:00	5388	2	3488	0	8876	8878	1867	27,19	0,30	26,89	14,95	14,88	14,92	-8,33	23,05	1739	1739
16:00	5388	2	2392	0	7780	7782	1867	26,89	0,21	26,68	14,88	14,83	14,86	-8,77	23,43	1549	1549
17:00	5388	2	918	0	6306	6308	1867	26,68	0,08	26,60	14,83	14,81	14,82	-9,49	24,11	1292	1292
18:00	5388	2	872	0	6260	6262	1867	26,60	0,08	26,53	14,81	14,79	14,80	-9,52	24,12	1283	1283
19:00	5388	2	6122	0	11510	11512	1867	26,53	0,53	26,00	14,79	14,65	14,72	-7,41	21,93	2145	2145
20:00	5388	2	4745	0	10133	10135	1867	26,00	0,41	25,59	14,65	14,53	14,59	-7,88	22,27	1918	1918
21:00	5388	2	264	0	5652	5654	1867	25,59	0,02	25,57	14,53	14,53	14,53	-9,89	24,22	1163	1163
22:00	5388	2	-3524	0	1865	1867	1867	25,57	-0,30	25,87	14,53	14,61	14,57	-14,33	28,70	455	сан.п-к
23:00	5388	2	-3524	0	1865	1867	1867	25,87	-0,30	26,18	14,61	14,70	14,66	-14,33	28,79	456	сан.п-к
0:00	5388	2	-3524	0	1865	1867	1867	26,18	-0,30	26,48	14,70	14,78	14,74	-14,33	28,87	458	сан.п-к
1:00	5388	2	-3524	0	1865	1867	1867	26,48	-0,30	26,78	14,78	14,86	14,82	-14,33	28,95	459	сан.п-к
2:00	5388	2	-3524	0	1865	1867	1867	26,78	-0,30	27,09	14,86	14,93	14,89	-14,33	29,02	460	сан.п-к
3:00	5388	2	-3524	0	1865	1867	1867	27,09	-0,30	27,39	14,93	15,00	14,97	-14,33	29,09	461	сан.п-к
4:00	5388	2	-3524	0	1864	1866	1867	27,39	-0,30	27,70	15,00	15,07	15,03	-14,33	29,16	462	сан.п-к
5:00	5388	2	-3524	0	1864	1866	1867	27,70	-0,30	28,00	15,07	15,13	15,10	-14,33	29,23	463	сан.п-к
6:00	5388	2	-3524	0	1864	1866	1867	28,00	-0,30	28,31	15,13	15,20	15,17	-14,33	29,29	464	сан.п-к
7:00	5388	2	-3524	0	1864	1866	1867	28,31	-0,30	28,61	15,20	15,26	15,23	-14,33	29,36	465	сан.п-к
8:00	5388	2	-2935	0	2453	2455	1867	28,61	-0,25	28,86	15,26	15,30	15,28	-13,28	28,35	591	591
9:00	5388	2	629	0	6017	6019	1867	28,86	0,05	28,81	15,30	15,30	15,30	-9,66	24,76	1266	1266

Продолжение приложения А

Таблица А.8 – Расчёт для типичных суток сентября

Часы	Q _{полезн. быт}	Q _ф	Q _{в-ща}	Q _{хол.сбр}	Q _{ГЭС}	Q _{НБ}	Q _{сан.п-к}	Объем			Верхний бьеф			Z _{НБ, м}	Н, м	N _{ГЭС МВт}	N _{гар, МВт}
								V _{нач}	V _{нач}	V _{нач}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
10:00	4410	2	675	0	5085	5087	1867	28,81	0,06	28,75	15,30	15,29	15,29	-10,29	25,38	1097	1097
11:00	4410	2	1145	0	5555	5557	1867	28,75	0,10	28,65	15,29	15,27	15,28	-9,95	25,03	1182	1182
12:00	4410	2	595	0	5005	5007	1867	28,65	0,05	28,60	15,27	15,26	15,26	-10,35	25,41	1081	1081
13:00	4410	2	1473	0	5883	5885	1867	28,60	0,13	28,47	15,26	15,23	15,24	-9,74	24,78	1239	1239
14:00	4410	2	2027	0	6437	6439	1867	28,47	0,18	28,30	15,23	15,19	15,21	-9,42	24,43	1337	1337
15:00	4410	2	1830	0	6240	6242	1867	28,30	0,16	28,14	15,19	15,16	15,18	-9,53	24,51	1300	1300
16:00	4410	2	1390	0	5800	5802	1867	28,14	0,12	28,02	15,16	15,14	15,15	-9,79	24,74	1220	1220
17:00	4410	2	717	0	5127	5129	1867	28,02	0,06	27,96	15,14	15,12	15,13	-10,25	25,19	1098	1098
18:00	4410	2	291	0	4701	4703	1867	27,96	0,03	27,93	15,12	15,12	15,12	-10,59	25,52	1020	1020
19:00	4410	2	3317	0	7727	7729	1867	27,93	0,29	27,65	15,12	15,06	15,09	-8,80	23,68	1556	1556
20:00	4410	2	7276	0	11686	11688	1867	27,65	0,63	27,02	15,06	14,91	14,99	-7,35	22,13	2199	2199
21:00	4410	2	4826	0	9236	9238	1867	27,02	0,42	26,60	14,91	14,81	14,86	-8,20	22,86	1795	1795
22:00	4410	2	758	0	5168	5170	1867	26,60	0,07	26,54	14,81	14,79	14,80	-10,22	24,83	1091	1091
23:00	4410	2	-2545	0	1865	1867	1867	26,54	-0,22	26,76	14,79	14,85	14,82	-14,33	28,95	459	сан.п-к
0:00	4410	2	-2545	0	1865	1867	1867	26,76	-0,22	26,98	14,85	14,90	14,88	-14,33	29,00	460	сан.п-к
1:00	4410	2	-2545	0	1865	1867	1867	26,98	-0,22	27,20	14,90	14,96	14,93	-14,33	29,06	461	сан.п-к
2:00	4410	2	-2545	0	1865	1867	1867	27,20	-0,22	27,42	14,96	15,01	14,98	-14,33	29,11	461	сан.п-к
3:00	4410	2	-2545	0	1865	1867	1867	27,42	-0,22	27,64	15,01	15,06	15,03	-14,33	29,16	462	сан.п-к
4:00	4410	2	-2545	0	1865	1867	1867	27,64	-0,22	27,86	15,06	15,10	15,08	-14,33	29,21	463	сан.п-к
5:00	4410	2	-2545	0	1865	1867	1867	27,86	-0,22	28,08	15,10	15,15	15,13	-14,33	29,25	464	сан.п-к
6:00	4410	2	-2545	0	1865	1867	1867	28,08	-0,22	28,30	15,15	15,19	15,17	-14,33	29,30	464	сан.п-к
7:00	4410	2	-2545	0	1865	1867	1867	28,30	-0,22	28,51	15,19	15,24	15,22	-14,33	29,34	465	сан.п-к
8:00	4410	2	-2545	0	1865	1867	1868	28,51	-0,22	28,73	15,24	15,28	15,26	-14,33	29,39	466	сан.п-к
9:00	4410	2	-870	0	3540	3542	1869	28,73	-0,08	28,81	15,28	15,30	15,30	-11,76	26,86	808	808

Продолжение приложения А

Таблица А.9 – Расчёт для типичных суток октября

Часы	Q _{полезн. быт}	Q _ф	Q _{в-ща}	Q _{хол.сбр}	Q _{ГЭС}	Q _{НБ}	Q _{сан.п-к}	Объем			Верхний бьеф			Z _{НБ, м}	Н, м	N _{ГЭС МВт}	N _{гар, МВт}
								V _{нач}	V _{нач}	V _{нач}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
18:00	3441	2	4993	0	8434	8436	1867	28,81	0,43	28,38	15,30	15,21	15,26	-8,50	23,56	1689	1689
19:00	3441	2	6771	0	10212	10214	1867	28,38	0,59	27,79	15,21	15,09	15,15	-7,85	22,80	1979	1979
20:00	3441	2	5067	0	8508	8510	1867	27,79	0,44	27,36	15,09	14,99	15,04	-8,48	23,32	1686	1686
21:00	3441	2	3207	0	6648	6650	1867	27,36	0,28	27,08	14,99	14,93	14,96	-9,30	24,07	1360	1360
22:00	3441	2	10	0	3451	3453	1867	27,08	0,00	27,08	14,93	14,93	14,93	-11,86	26,59	780	780
23:00	3441	2	-1576	0	1865	1867	1867	27,08	-0,14	27,21	14,93	14,96	14,94	-14,33	29,07	461	сан.п-к
0:00	3441	2	-1576	0	1865	1867	1867	27,21	-0,14	27,35	14,96	14,99	14,98	-14,33	29,10	461	сан.п-к
1:00	3441	2	-1576	0	1865	1867	1867	27,35	-0,14	27,49	14,99	15,02	15,01	-14,33	29,13	462	сан.п-к
2:00	3441	2	-1576	0	1865	1867	1867	27,49	-0,14	27,62	15,02	15,05	15,04	-14,33	29,16	462	сан.п-к
3:00	3441	2	-1576	0	1865	1867	1867	27,62	-0,14	27,76	15,05	15,08	15,07	-14,33	29,19	463	сан.п-к
4:00	3441	2	-1576	0	1865	1867	1867	27,76	-0,14	27,89	15,08	15,11	15,10	-14,33	29,22	463	сан.п-к
5:00	3441	2	-1576	0	1865	1867	1867	27,89	-0,14	28,03	15,11	15,14	15,13	-14,33	29,25	464	сан.п-к
6:00	3441	2	-1576	0	1865	1867	1867	28,03	-0,14	28,17	15,14	15,17	15,15	-14,33	29,28	464	сан.п-к
7:00	3441	2	-1576	0	1865	1867	1867	28,17	-0,14	28,30	15,17	15,20	15,18	-14,33	29,31	465	сан.п-к
8:00	3441	2	-1576	0	1865	1867	1867	28,30	-0,14	28,44	15,20	15,22	15,21	-14,33	29,34	465	сан.п-к
9:00	3441	2	621	0	4062	4064	1867	28,44	0,05	28,39	15,22	15,21	15,22	-11,19	26,20	905	905
10:00	3441	2	625	0	4066	4068	1867	28,39	0,05	28,33	15,21	15,20	15,21	-11,18	26,19	905	905
11:00	3441	2	1145	0	4586	4588	1867	28,33	0,10	28,23	15,20	15,18	15,19	-10,69	25,68	1001	1001
12:00	3441	2	-399	0	3042	3044	1867	28,23	-0,03	28,27	15,18	15,19	15,18	-12,39	27,38	708	708
13:00	3441	2	-1086	0	2355	2357	1867	28,27	-0,09	28,36	15,19	15,21	15,20	-13,44	28,44	569	569
14:00	3441	2	-1475	0	1966	1968	1867	28,36	-0,13	28,49	15,21	15,23	15,22	-14,13	29,15	487	487
15:00	3441	2	-1576	0	1865	1867	1867	28,49	-0,14	28,62	15,23	15,26	15,25	-14,33	29,37	466	сан.п-к
16:00	3441	2	-1576	0	1865	1867	1867	28,62	-0,14	28,76	15,26	15,29	15,27	-14,33	29,40	466	сан.п-к
17:00	3441	2	-567	0	2874	2876	1867	28,76	-0,05	28,81	15,29	15,30	15,30	-12,63	27,73	677	677

Продолжение приложения А

Таблица А.10 – Расчёт для типичных суток ноября

Часы	Q _{полезн. быт}	Q _ф	Q _{в-ща}	Q _{хол.сбр}	Q _{ГЭС}	Q _{НБ}	Q _{сан.п-к}	Объем			Верхний бьеф			Z _{НБ} , м	Н, м	N _{ГЭС} МВт	N _{гар} МВт
								V _{нач}	V _{нач}	V _{нач}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
17:00	2970	2	2382	0	5352	5354	1867	28,81	0,21	28,60	15,30	15,26	15,28	-10,09	25,17	1145	1145
18:00	2970	2	5807	0	8777	8779	1867	28,60	0,50	28,10	15,26	15,15	15,21	-8,37	23,38	1744	1744
19:00	2970	2	4693	0	7663	7665	1867	28,10	0,41	27,70	15,15	15,07	15,11	-8,82	23,73	1546	1546
20:00	2970	2	3132	0	6102	6104	1867	27,70	0,27	27,43	15,07	15,01	15,04	-9,61	24,45	1268	1268
21:00	2970	2	1768	0	4738	4740	1867	27,43	0,15	27,27	15,01	14,97	14,99	-10,56	25,35	1021	1021
22:00	2970	2	-1105	0	1865	1867	1867	27,27	-0,10	27,37	14,97	15,00	14,98	-14,33	29,11	462	сан.п-к
23:00	2970	2	-1105	0	1865	1867	1867	27,37	-0,10	27,46	15,00	15,02	15,01	-14,33	29,13	462	сан.п-к
0:00	2970	2	-1105	0	1865	1867	1867	27,46	-0,10	27,56	15,02	15,04	15,03	-14,33	29,15	462	сан.п-к
1:00	2970	2	-1105	0	1865	1867	1867	27,56	-0,10	27,66	15,04	15,06	15,05	-14,33	29,18	463	сан.п-к
2:00	2970	2	-1105	0	1865	1867	1867	27,66	-0,10	27,75	15,06	15,08	15,07	-14,33	29,20	463	сан.п-к
3:00	2970	2	-1105	0	1865	1867	1867	27,75	-0,10	27,85	15,08	15,10	15,09	-14,33	29,22	463	сан.п-к
4:00	2970	2	-1105	0	1865	1867	1867	27,85	-0,10	27,94	15,10	15,12	15,11	-14,33	29,24	464	сан.п-к
5:00	2970	2	-1105	0	1865	1867	1867	27,94	-0,10	28,04	15,12	15,14	15,13	-14,33	29,26	464	сан.п-к
6:00	2970	2	-1105	0	1865	1867	1867	28,04	-0,10	28,13	15,14	15,16	15,15	-14,33	29,28	464	сан.п-к
7:00	2970	2	-1105	0	1865	1867	1867	28,13	-0,10	28,23	15,16	15,18	15,17	-14,33	29,30	465	сан.п-к
8:00	2970	2	-1105	0	1865	1867	1867	28,23	-0,10	28,32	15,18	15,20	15,19	-14,33	29,32	465	сан.п-к
9:00	2970	2	-783	0	2187	2189	1867	28,32	-0,07	28,39	15,20	15,21	15,21	-13,73	28,74	534	534
10:00	2970	2	396	0	3366	3368	1867	28,39	0,03	28,36	15,21	15,21	15,21	-11,97	26,98	772	772
11:00	2970	2	50	0	3020	3022	1867	28,36	0,00	28,35	15,21	15,21	15,21	-12,42	27,43	704	704
12:00	2970	2	-1105	0	1865	1867	1867	28,35	-0,10	28,45	15,21	15,23	15,22	-14,33	29,34	465	сан.п-к
13:00	2970	2	-1105	0	1865	1867	1867	28,45	-0,10	28,54	15,23	15,24	15,23	-14,33	29,36	466	сан.п-к
14:00	2970	2	-1105	0	1865	1867	1867	28,54	-0,10	28,64	15,24	15,26	15,25	-14,33	29,38	466	сан.п-к
15:00	2970	2	-1105	0	1865	1867	1867	28,64	-0,10	28,73	15,26	15,28	15,27	-14,33	29,40	466	сан.п-к
16:00	2970	2	-870	0	2100	2102	1867	28,73	-0,08	28,81	15,28	15,30	15,30	-13,88	28,98	517	517

Продолжение приложения А

Таблица А.11 – Расчёт для типичных суток декабря

Часы	Q _{полезн. быт}	Q _ф	Q _{в-ща}	Q _{хол.сбр}	Q _{ГЭС}	Q _{НБ}	Q _{сан.п-к}	Объем			Верхний бьеф			Z _{НБ, м}	Н, м	N _{ГЭС МВт}	N _{гар, МВт}
								V _{нач}	V _{нач}	V _{нач}	Z _{нач}	Z _{кон}	Z _{ср}				
17:00	2241	2	916	0	3157	3159	1867	28,81	0,08	28,73	15,30	15,28	15,29	-12,24	27,33	733	733
18:00	2241	2	2937	0	5178	5180	1867	28,73	0,25	28,48	15,28	15,23	15,26	-10,22	25,27	1112	1112
19:00	2241	2	2456	0	4697	4699	1867	28,48	0,21	28,26	15,23	15,19	15,21	-10,60	25,61	1022	1022
20:00	2241	2	988	0	3229	3231	1867	28,26	0,09	28,18	15,19	15,17	15,18	-12,14	27,12	744	744
21:00	2241	2	-154	0	2087	2089	1867	28,18	-0,01	28,19	15,17	15,17	15,17	-13,91	28,88	512	512
22:00	2241	2	-375,5	0	1866	1868	1867	28,19	-0,03	28,23	15,17	15,18	15,18	-14,33	29,30	465	сан.п-к
23:00	2241	2	-375,5	0	1866	1868	1867	28,23	-0,03	28,26	15,18	15,19	15,18	-14,33	29,31	465	сан.п-к
0:00	2241	2	-376	0	1865	1867	1867	28,26	-0,03	28,29	15,19	15,19	15,19	-14,33	29,32	465	сан.п-к
1:00	2241	2	-376	0	1865	1867	1867	28,29	-0,03	28,32	15,19	15,20	15,20	-14,33	29,32	465	сан.п-к
2:00	2241	2	-376	0	1865	1867	1867	28,32	-0,03	28,36	15,20	15,21	15,20	-14,33	29,33	465	сан.п-к
3:00	2241	2	-376	0	1865	1867	1867	28,36	-0,03	28,39	15,21	15,21	15,21	-14,33	29,34	465	сан.п-к
4:00	2241	2	-376	0	1865	1867	1867	28,39	-0,03	28,42	15,21	15,22	15,22	-14,33	29,34	465	сан.п-к
5:00	2241	2	-376	0	1865	1867	1867	28,42	-0,03	28,45	15,22	15,23	15,22	-14,33	29,35	465	сан.п-к
6:00	2241	2	-376	0	1865	1867	1867	28,45	-0,03	28,49	15,23	15,23	15,23	-14,33	29,36	465	сан.п-к
7:00	2241	2	-376	0	1865	1867	1867	28,49	-0,03	28,52	15,23	15,24	15,24	-14,33	29,36	466	сан.п-к
8:00	2241	2	-376	0	1865	1867	1867	28,52	-0,03	28,55	15,24	15,25	15,24	-14,33	29,37	466	сан.п-к
9:00	2241	2	-376	0	1865	1867	1867	28,55	-0,03	28,58	15,25	15,25	15,25	-14,33	29,38	466	сан.п-к
10:00	2241	2	-376	0	1865	1867	1867	28,58	-0,03	28,62	15,25	15,26	15,26	-14,33	29,38	466	сан.п-к
11:00	2241	2	-376	0	1865	1867	1867	28,62	-0,03	28,65	15,26	15,26	15,26	-14,33	29,39	466	сан.п-к
12:00	2241	2	-376	0	1865	1867	1867	28,65	-0,03	28,68	15,26	15,27	15,27	-14,33	29,39	466	сан.п-к
13:00	2241	2	-376	0	1865	1867	1867	28,68	-0,03	28,71	15,27	15,28	15,27	-14,33	29,40	466	сан.п-к
14:00	2241	2	-376	0	1865	1867	1867	28,71	-0,03	28,75	15,28	15,28	15,28	-14,33	29,41	466	сан.п-к
15:00	2241	2	-376	0	1865	1867	1867	28,75	-0,03	28,78	15,28	15,29	15,29	-14,33	29,41	466	сан.п-к
16:00	2241	2	-376	0	1865	1867	1867	28,78	-0,03	28,81	15,29	15,30	15,30	-14,33	29,43	467	сан.п-к

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Основное и вспомогательное оборудование

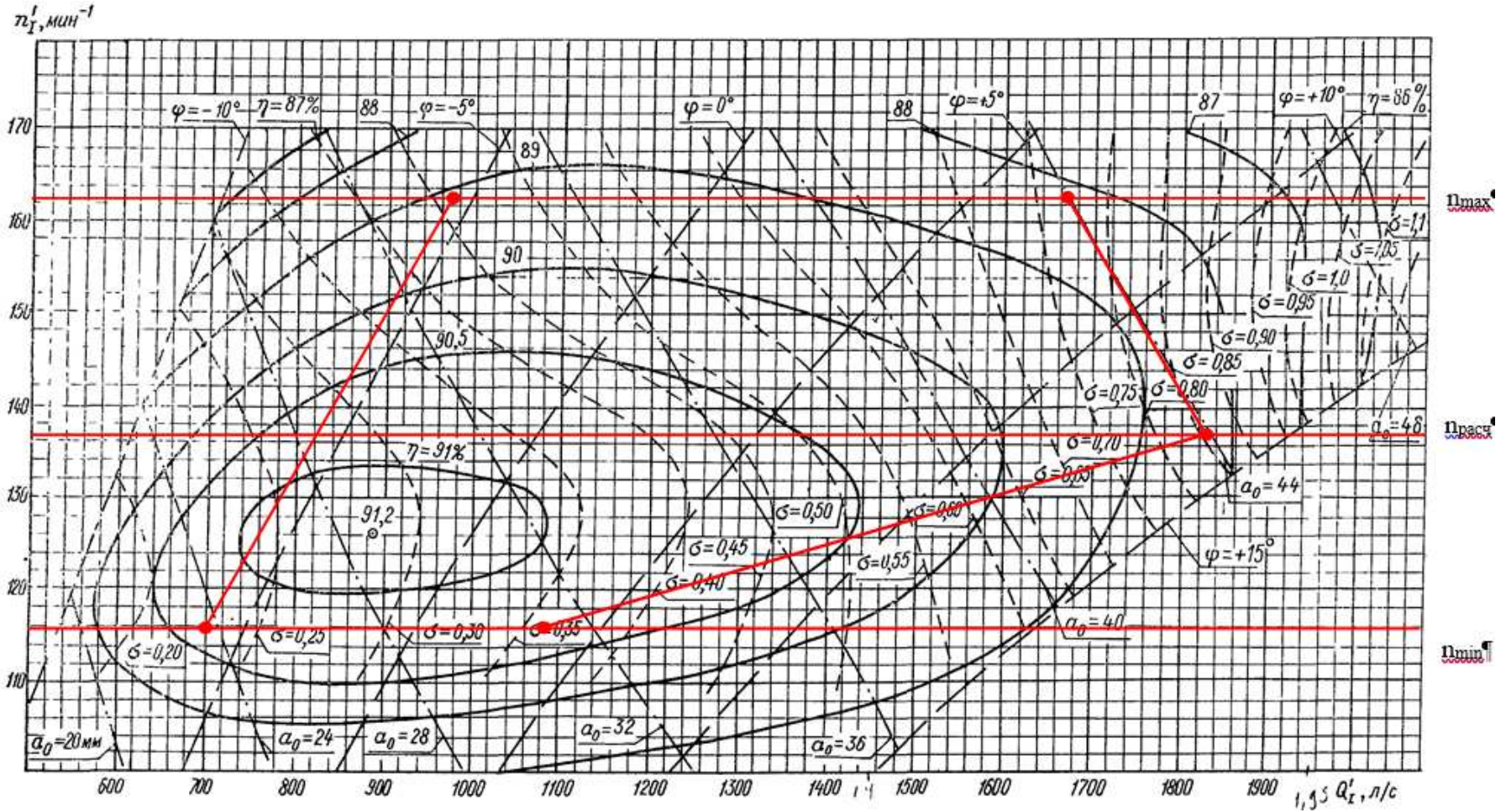


Рисунок Б.1 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ30а-В-950 на главной универсальной характеристике

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Технико-экономическое обоснование

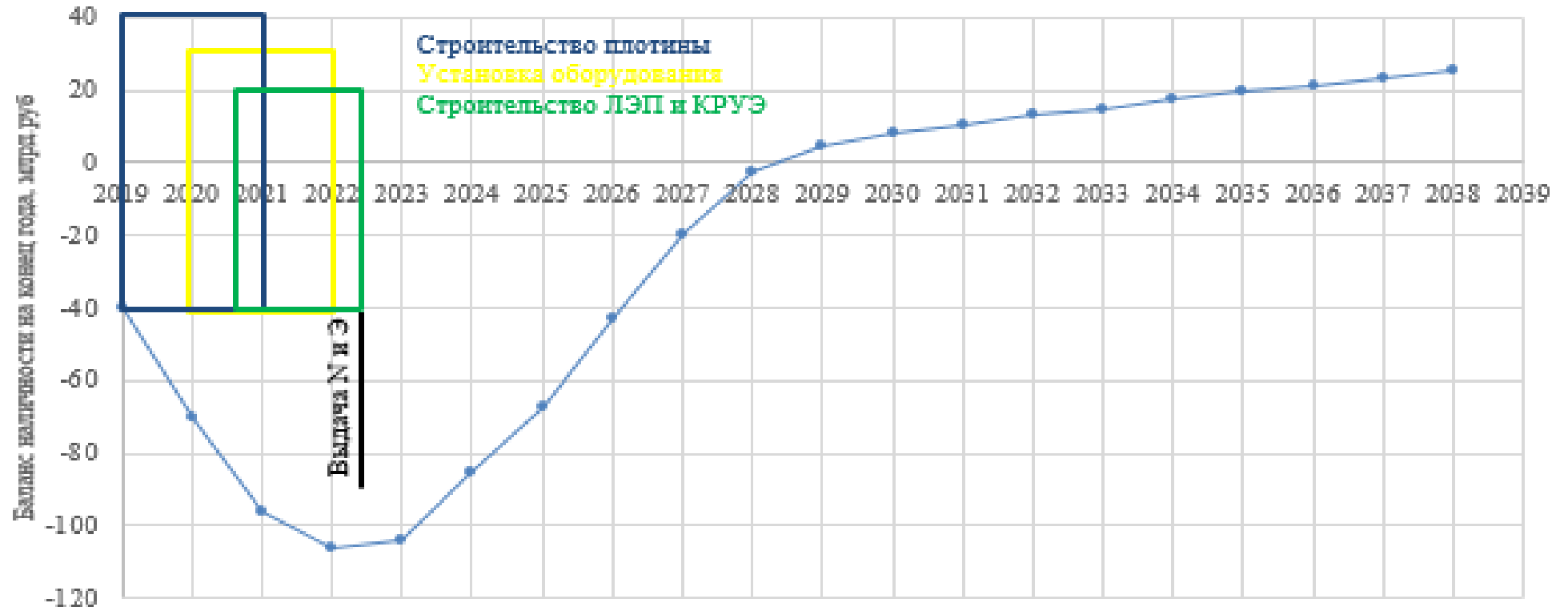


Рисунок В.1 – Анализ денежных потоков с указанием укрупненных этапов реализации проекта

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 М.В. Кочетков

« 13 » июня 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВОЛЖСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВОЛГА.
РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ПРЕЦИЗИОННОГО ФАЗОМЕТРА
ПРОМЫШЛЕННОЙ ЧАСТОТЫ**


Руководитель

 13.06.19
подпись, дата

старший преподаватель
должность, ученая степень

А.М. Волошин
инициалы, фамилия

Выпускник

 13.06.19
подпись, дата

И.И.Кургапкин
инициалы, фамилия

Саяногорск, Черёмушки 2019

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме «Проектирование Волжской ГЭС на реке Волга. Разработка алгоритма прецизионного фазометра промышленной частоты».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд 10.06.19 Е.Ю. Зайцева
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

Александров 06.06.19 А.В. Масляева
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

Тю 06.06.19 Л.В. Масляева
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Ш - 11.06.19 А.В. Мерков
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

Ф - 1.06.19 Е.В. Фурман
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

СВ 11.06.19 В.В. Тарасов
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

Кур 13.06.19 В.А. Курганов
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

Влад 10.06.19 В.В. Владасов
подпись, дата инициалы, фамилия

Консультант

Косеев М.В. Косеев

Нормоконтролер

Тарасов А.А. Тарасов
подпись, дата инициалы, фамилия

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 М.В. Кочетков

подпись инициалы, фамилия

«29» апреля 2019г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Кургапкину Ивану Игоревичу.

Группа ГЭ15-02Б. Направление 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.
Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Волжской ГЭС на реке Волга. Разработка алгоритма прецизионного фазометра промышленной частоты».

Утвержден приказом по университету № 78/19-С от 29.04.19 г.

Руководитель ВКР А.М. Волошин, старший преподаватель кафедры ГГЭЭС.

Исходные данные для ВКР: 1) гидрологические данные; 2) топографические данные; 3) сейсмичность района строительства; 4) инженерно-геологические условия; 5) энерго-экономическая характеристика района строительства.

Перечень разделов ВКР: 1) Общие сведения; 2) Водно-энергетические расчёты; 3) Основное и вспомогательное оборудование; 4) Электрическая часть; 5) Релейная защита и автоматика; 6) Компонровка и сооружения гидроузла; 7) Охрана труда. Пожарная безопасность; 8) Охрана окружающей среды; 9) Техно-экономические показатели; 10) Разработка алгоритма прецизионного фазометра промышленной частоты

Перечень графического материала: водно-энергетические показатели Волжской ГЭС; поперечный разрез здания Волжской ГЭС; главная схема электрических соединений Волжской ГЭС; сбор нагрузок, действующих на водосливную плетину Волжской ГЭС; поперечный разрез по водосливной плетине Волжской ГЭС; генеральный план Волжской ГЭС; релейная защита и автоматика Волжской ГЭС.

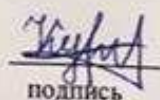
Руководитель ВКР



подпись

А.М. Волошин

Задание принято к исполнению



подпись

И.И. Кургапкин

«29» апреля 2019г.

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

ОТЗЫВ

Руководителя Волошина А.М. старшего преподавателя ГГЭЭС СШФ
СФУ на бакалаврскую работу «Проектирование Волжской ГЭС на реке Волга.
Разработка алгоритма прецизионного фазометра промышленной частоты»
Кургапкина Ивана Игоревича

Бакалаврская работа «Проектирование Волжской ГЭС на реке Волга.
Разработка алгоритма прецизионного фазометра промышленной
частоты» выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием.
Работа представлена на 14 листах пояснительной записки, 8 чертежах и 1
плакате. Все части проекта рассмотрены достаточно подробно.

В бакалаврской работе произведен водно-энергетический расчёт,
разработаны и рассчитаны гидросооружения, выбрано основное и
вспомогательное оборудование, силовое электрооборудование и электрические
аппараты. Выбрана главная схема электрических присоединений ГЭС.
Разработаны мероприятия по охране труда, пожарной безопасности и охране
природы, а также произведены технико-экономические расчёты. Принятые
решения соответствуют действующим техническим требованиям, а также
стандартам «РусГидро».

В рамках специального вопроса были изучены цифровые фазометры,
работающие по принципу дискретного счёта, был разработан алгоритм работы
фазометра на новом принципе, позволяющем более точно измерять разность
фаз напряжений промышленной частоты.

Следует отметить инженерный подход Ивана к выбору технических
решений в проектных разработках, а также аккуратность и полноту данной
работы, четкость и последовательность изложения пояснительной записки,
хорошее качество графической части.

В процессе написания бакалаврской работы Кургапкин Иван Игоревич
показал хорошие теоретические знания, творческий подход и
самостоятельность в выборе технических решений.

Бакалаврская работа «Проектирование Волжской ГЭС на реке Волга.
Разработка алгоритма прецизионного фазометра промышленной частоты»
заслуживает положительной оценки.

Дата 13.06.19


(подпись)