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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.О. Погонышченко
подпись инициалы, фамилия
«15» 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика, электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОЛЁКМО-ЧАРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ОЛЁКМА. РАСЧЕТ ГИДРОУДАРА В ТУРБИННЫХ ВОДОВОДАХ И ИЗМЕРЕНИЕ УРОВНЯ ВОДЫ В АЭРАЦИОННЫХ ТРУБАХ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ

Руководитель _____ Заведующий кафедрой ГМ Саяно-Шушенского филиала СФУ — А.В. Масленникова
подпись, дата — должность — инициалы, фамилия

Выпускник _____ 12.06.2018 — И.И. Камоза
подпись, дата — инициалы, фамилия

Саяногорск, Черемушки 2018

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Олёкмо-Чарской ГЭС на реке Олёкма. Расчет гидроудара в турбинных водоводах и измерение уровня воды в аэрационных трубах при различных режимах работы».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчеты	09.06.2018	Е.Ю. Зотеева
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Основное и вспомогательное оборудование	09.06.2018	А.В. Масленникова
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Электрическая часть	13.06.18	И.Ю. Погонышченко
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Устройства РЗиА	05.06.2018	В.А. Казанцева
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Компоновка и сооружения гидроузла	08.06.18	В.Б. Зотеев
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	08.06.18	И.Ю. Погонышченко
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Технико-экономические показатели	08.06.18	В.В. Малахова
	подпись, дата	инициалы, фамилия
Нормоконтролер	15.06.18	А.А. Чабанова
	подпись, дата	инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращённый паспорт Олекмо-Чарского ГУ 7
Введение 9
1 Общие сведения 10
1.1 Природные условия 10
1.1.1 Климат 10
1.1.2 Гидрологические данные 11
1.1.3 Инженерно-геологические условия 15
1.2 Энергоэкономическая характеристика района строительства ГУ 16
2 Водно-энергетические расчёты 17
2.1 Суточные графики нагрузки и ИКН 17
2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок 19
2.3 Расчёт режима работы ГЭС без регулирования с учётом требований ВХК 20
2.4 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по маловодному году 23
2.5 Определение установленной мощности ГЭС 25
2.6 Баланс мощности 26
2.7 Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС по средневодному году 28
3 Основное и вспомогательное оборудование 30
3.1 Построение режимного поля 30
3.2 Выбор системы и типа гидротурбины 31
3.3 Определение номинального диаметра рабочего колеса 32
3.4 Определение отметки установки рабочего колеса 34
3.5 Расчёт и построение бетонной спиральной камеры 37
3.6 Расчет вала на прочность 41
3.7 Расчёт подшипника 42
3.8 Выбор гидрогенератора 43
3.9 Выбор кранов 43
3.10 Выбор МНУ 44
3.11 Выбор электрогидравлического регулятора 44
4 Электрическая часть 45
4.1 Исходные данные для проектирования 45
4.2 Выбор силового оборудования 46
4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками 46
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с объединёнными блоками 47
4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд 47
4.3 Распределительное устройство 47
4.3.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий 47

4.3.2 Выбор схемы распределительного устройства 48
4.4 Технико – экономический анализ 49
4.5 Расчёт токов короткого замыкания 50
4.6 Выбор электрических аппаратов 53
4.6.1 Выбор генераторного выключателя 53
4.6.2 Выбор разъединителя 54
4.6.3 Выбор системного анализатора и синхронизатора 54
4.6.4 Выбор трансформатора тока и напряжения 54
4.6.5 Выбор КРУЭ 55
4.6.6 Выбор трансформаторов напряжения для схемы СН 55
4.7 Главная схема ГЭС 56
5 Устройства РЗ и А 57
5.1 Технические данные оборудования 57
5.2 Перечень защит блока генератор – трансформатор – линия 57
5.3 Расчёт номинальных токов 59
5.4 Описание защит и расчёт их уставок 60
5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG) 60
5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_N (U_O)) 62
5.4.3 Защита от повышения напряжения (U_1>), (U_2>) 65
5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) 65
5.4.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1) 69
5.4.6 Дистанционная защита генератора $(Z_1 <), (Z_2 <)$ 71
5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора 73
5.4.8 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор 75
5.5 Матрица отключений 76
5.6 Таблица уставок 77
6 Компоновка и сооружения гидроузла 78
6.1 Состав сооружения гидроузла 78
6.2 Проектирование сооружений напорного фронта 78
6.2.1 Определение отметки гребня плотины 78
6.2.1.1 Грунтовая плотина 78
6.2.1.2 Бетонная плотина 80
6.3 Гидравлические расчёты 80
6.3.1 Определение ширины водосливного фронта 81
6.3.2 Определение отметки гребня водослива 81
6.3.3 Построение профиля водосливной грани 82
6.3.4 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе 83
6.3.5 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи 84
6.3.6 Проектирование глубинного водовыпуска 86
6.4 Конструирование плотины 87
6.4.1 Определение ширины подошвы плотины 87
6.4.2 Разрезка бетонных плотин швами 87

6.4.3 Быки 88
6.4.4 Устои 88
6.4.5 Галереи в теле плотины 89
6.4.6 Дренаж тела бетонных плотин 89
6.5 Основные элементы подземного контура плотины 90
6.5.1 Противофильтрационная завеса 90
6.5.2 Дренажные устройства в основании 91
6.6 Основное сочетание нагрузок и воздействий 91
6.6.1 Вес сооружения и затворов 92
6.6.2 Сила гидростатического давления воды 92
6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления 93
6.6.4 Сила фильтрационного давления 93
6.6.5 Давление грунта 94
6.6.6 Волновое давление 96
6.7 Оценка прочности плотины 97
6.8 Критерии прочности плотины 100
6.9 Обоснование устойчивости плотины 100
6.10 Проектирование грунтовой плотины 101
7 Пожарная безопасность. Охрана труда. Техника безопасности. Охрана окружающей среды 103
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений 103
7.2 Пожарная безопасность 103
7.3 Охрана труда 104
7.3.1 Территория, акватории, помещения и рабочие места 104
7.3.2 Обслуживание оборудования 105
7.3.3 Вращающиеся механизмы 106
7.4 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Олёкмо-Чарского ГУ 106
7.4.1 Общие сведения о районе строительства 106
7.4.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства 107
7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища 108
7.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве 109
7.4.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации 110
8 Оценка объёмов реализации энергии и расходов 111
8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии 111
8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии 112
8.3 Налоговые расходы 114
8.4 Оценка суммы прибыли 114
8.5 Оценка инвестиционного проекта 115
8.5.1 Методология и исходные данные для оценки проекта 116
8.5.2 Показатели коммерческой эффективности проекта 116
8.6 Бюджетная эффективность 116

8.7 Анализ чувствительности 117
9 Расчет гидроудара в турбинных водоводах и измерение уровня воды в аэрационных трубах при различных режимах работы 120
9.1 Основные величины для расчета гидроудара 120
9.2 Исходные условия к расчету гидравлического удара 121
9.3 Аналитический расчет ударного давления 123
9.4 Измерение уровня воды в аэрационных трубах при различных режимах работы 125
Заключение 129
Список использованных источников 131
Приложение А. Графики нагрузки и ИКН 133

Сокращенный паспорт Олекмо-Чарского ГУ

1. Наименование реки ..... Олекма;
2. Местонахождение ГЭС ..... Республика Саха (Якутия), Олекминский улус;
3. Характерные расходы воды:

а) среднемноголетний ..... 898 $м^3/с$;
б) всех турбин ..... 1075 $м^3/с$;
в) максимальный обеспеченностью: 0,1% ..... 5714 $м^3/с$;
1% ..... 4853 $м^3/с$;
г) минимальный ..... 156,5 $м^3/с$;

4. Параметры водохранилища:

а) характер регулирования стока ..... годовой;
б) отметки: НПУ ..... 180 м;
УМО ..... 154,71 м;
в) объемы: полный ..... 16 $км^3$;
полезный ..... 10,62 $км^3$;

5. Напоры ГЭС:

а) максимальный ..... 57 м;
б) расчетный ..... 45,7 м;
в) минимальный ..... 30,5 м;

6. Энергетические характеристики:

а) мощность: установленная ..... 423 МВт;
гарантированная ..... 325 МВт;
б) среднемноголетняя выработка электроэнергии ..... 2747 млн. кВт·ч;
в) число часов использования установленной мощности ..... 3000 час.;

7. Плотины:

а) русловая ..... бетонная гравитационная;
б) правобережная ..... грунтовая каменно-набросная базальтовая;
в) левобережная ..... грунтовая каменно-набросная базальтовая;
г) общая длина, максимальная высота ..... 1215,56 м; 65 м;

8. Водосбросные сооружения:

а) поверхностный безвакуумный водослив
1) число и размер пролетов ..... 5х14 м;
2) толщина переливающегося слоя ..... 10 м;
3) общая длина ..... 90 м;
4) максимальная высота ..... 186 м;
б) глубинный водовыпуск
1) число и размер отверстий ..... 1 отверстие 5,1х5,1 м;
2) отметка ..... 145,45 м;

9. Здание ГЭС

а) тип здания ..... приплотинное;
б) число агрегатов 8;
в) грунты в основании ..... базальт;

г) тип спиральной камеры ..... бетонная;
д) тип отсасывающей трубы ..... изогнутая;
е) расстояние между осями агрегатов ..... 16 м;
ж) длина ..... 148 м;
з) ширина ..... 38 м;

10. Основное оборудование:

а) тип турбин ПЛ60-В-400;
б) тип генераторов, мощность СВ-660/165-32;
в) мощность генераторов ..... 57 МВт;
г) частота вращение ..... 187,5 об/мин;
д) тип трансформаторов ТДЦ-80000/220;
е) количество трансформаторов 8;

11. Технико-экономические показатели:

а) стоимость гидроузла ..... 9005,8 млн. руб;
б) удельные капиталовложения ..... 21290,3 руб/кВт;
в) себестоимость энергии ..... 0,12 коп./кВт·ч;
г) срок окупаемости ..... 6 лет, 6 месяцев.

ВВЕДЕНИЕ

Основной целью данной бакалаврской работы является проектирование Олекмо-Чарской ГЭС на реке Олекма в Республике Саха (Якутия). В ходе проектирования предстоит выполнить следующие задачи:

1) проанализировать природные условия, характерные для выбранного района возведения ГУ;
2) провести водно-энергетические расчеты с целью определения установленной мощности ГЭС и ее среднемноголетней выработки;
3) выбрать основное и вспомогательное оборудование, в том числе гидротурбину, гидрогенератор и подъемно-транспортное оборудование;
4) разработать главную схему и схему собственных нужд ГЭС, выбрать повышающий трансформатор, спроектировать распределительное устройство и подобрать электротехническое оборудование;
5) выбрать защиты генератора и рассчитать их параметры, а также составить схему РЗиА;
6) определить компоновку и состав сооружений гидроузла, рассчитать длину водосбросного фронта, обосновать устойчивость водосливной плотины;
7) разработать мероприятия по охране труда, пожарной безопасности и охране окружающей среды;
8) определить технико-экономические показатели проектируемого ГУ, в том числе стоимость строительства, удельные капиталовложения, себестоимость электроэнергии, срок окупаемости и другие показатели эффективности строительства.
9) разработать тему «Расчет гидроудара в турбинных водоводах и измерение уровня воды в аэрационных трубах при различных режимах работы» на примере проектируемой ГЭС.

Актуальность строительства Олекмо-Чарской ГЭС обусловлена необходимостью генерирующих мощностей в связи с разработкой железорудных и титаномагнетитовых месторождений в районе расположения створа, строительством горно-обогатительных комбинатов и лесопромышленных предприятий, что прописано в программе социально-экономического развития Дальнего Востока.

1 Общие сведения

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Створ проектируемой Олекмо-Чарской ГЭС расположен вблизи г. Олекминска, поэтому рассматривается его климатическая характеристика. Город находится в условиях резко-континентального климата, характеризующегося суровой зимой и сравнительно теплым летом. На рисунке 1.1 представлены температурные данные города и осадки.

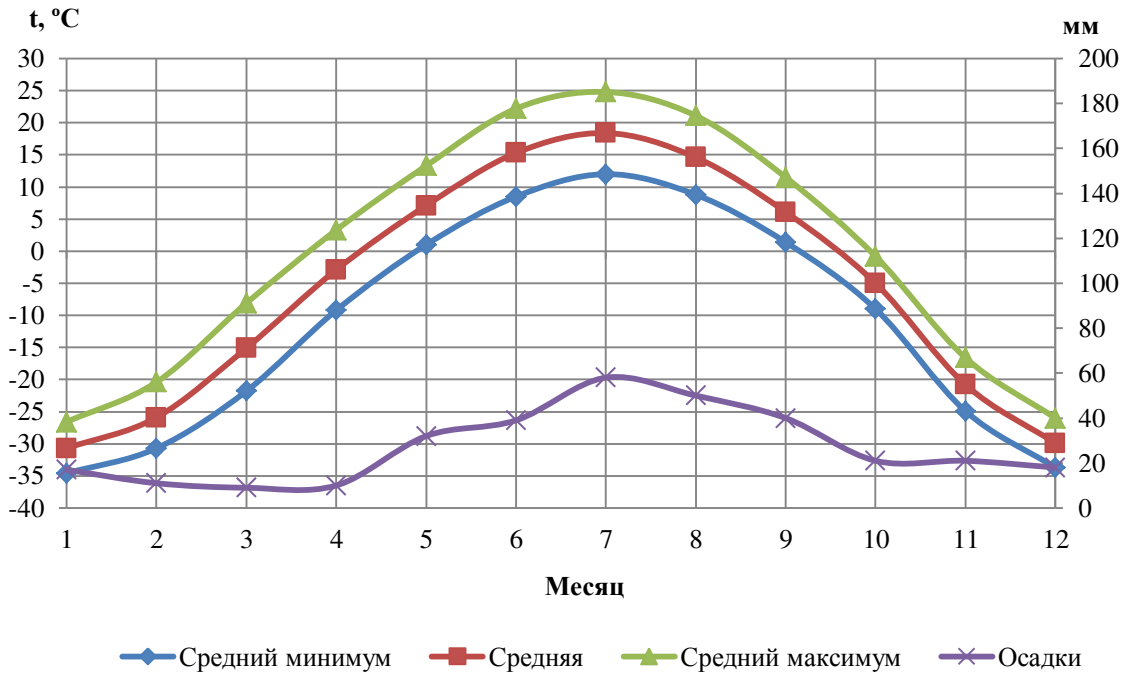


Рисунок 1.1 – Температура и осадки в районе г. Олекминск

В районе створа проектируемого ГУ в зимнее время года преобладают северо-восточные ветра, в летнее – юго-западные. В таблице 1.1 приведены средние скорости ветров по временам года. Исторический максимум, зафиксированный в районе строительства – 24 м/с.

Таблица 1.1 – Средние скорости ветра

м/с

Время года	Скорость ветра
зима	2,1
весна	2,8
лето	2,2
осень	2,4

1.1.2 Гидрологические данные

В таблице 1.2 представлен гидрологический ряд реки Олекма за 50 лет наблюдений.

Таблица 1.2 – Гидрологический ряд реки Олекма

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	$Q_{ср\ год}$
1939	23	23	24	77	2741	2241	2903	1386	962	557	162	86	932
1940	30	27	24	72	1922	2610	2016	1554	1215	704	234	113	877
1941	32	29	26	95	2730	3465	2415	1701	1620	882	360	126	1123
1942	26	26	27	41	1712	3321	2289	1974	1229	641	192	104	965
1943	23	23	26	84	2006	2709	1953	1460	945	462	162	86	828
1944	23	23	24	56	1922	2826	2347	1376	1161	557	280	95	891
1945	20	20	23	96	2006	1341	1407	1187	716	368	126	77	615
1946	48	39	36	80	2237	3456	2436	2279	1774	1160	432	198	1181
1947	27	24	27	72	2247	3240	3539	1922	1418	683	216	104	1126
1948	21	21	24	72	1890	2700	2352	1386	905	536	150	81	845
1949	23	23	24	69	2184	2826	2289	1334	1040	494	162	86	879
1950	23	23	26	30	3014	2610	1775	1481	1161	462	168	86	905
1951	18	18	23	69	2000	1332	1302	956	640	357	126	72	576
1952	24	23	26	48	2552	3555	3182	1817	1256	483	174	90	1102
1953	21	21	24	44	2048	2151	1449	1061	851	410	150	81	692
1954	26	20	27	41	1029	3363	2846	1502	1002	494	204	99	888
1955	24	21	24	48	2342	1881	1260	1260	1040	557	186	95	728
1956	27	18	15	63	2237	3096	2373	1481	1350	746	210	108	977
1957	35	36	32	51	1260	3258	2079	1974	1323	746	198	108	925
1958	35	32	18	59	2048	3375	4337	2436	1782	788	270	135	1276
1959	26	24	27	92	4263	2529	2279	1460	1202	557	186	117	1063
1960	27	27	36	56	1449	3393	3297	2195	1418	662	222	99	1073
1961	54	45	38	119	4106	3069	2541	1974	1809	714	282	198	1246
1962	24	23	26	72	2573	1728	1334	1197	837	420	210	122	714
1963	23	18	24	38	1407	2440	1617	1134	715	462	246	104	686
1964	20	23	26	48	1596	2475	2006	1344	783	389	174	90	748
1965	39	38	29	60	2352	1557	1491	1502	1107	788	282	221	789
1966	27	32	24	60	1649	4806	3066	1575	1121	557	180	95	1099
1967	30	29	29	77	1680	1656	1859	2079	1134	798	216	108	808
1968	20	21	26	71	2583	1413	1533	903	729	399	168	95	663
1969	29	26	26	63	2909	4122	3098	1502	1526	956	288	149	1224
1970	29	24	20	77	2552	3105	2394	1628	1404	819	234	104	1032
1971	24	23	24	66	2447	3276	2604	1355	1026	494	174	77	966
1972	29	21	23	81	2394	2430	1722	1302	1094	557	168	95	826
1973	27	24	26	98	1890	4104	2678	1596	1161	557	198	104	1038
1974	20	20	24	98	1659	1170	1229	924	689	368	126	77	533
1975	18	20	24	42	1167	3717	2121	1271	854	683	198	72	849
1976	30	35	35	50	2415	1944	1649	1344	1126	887	186	113	818

Окончание таблицы 1.2

Годы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	$Q_{ср\ год}$
1977	36	35	36	108	1964	2556	1974	1733	1107	830	270	131	898
1978	32	33	30	90	1607	2052	1544	1376	783	504	168	77	691
1979	32	29	26	51	2069	2772	1848	1239	1229	704	324	113	869
1980	29	27	29	47	2478	2295	1859	1166	1107	515	192	95	820
1981	29	24	24	78	2510	1863	1460	1050	1026	504	144	99	734
1982	29	24	27	75	1974	1548	1350	1285	1084	346	178	86	667
1983	30	26	26	41	1974	2538	2121	1701	1269	830	270	126	913
1984	30	27	27	44	1922	3312	2688	2153	1418	735	222	95	1056
1985	32	29	30	59	2153	2556	2247	1544	1242	651	222	117	907
1986	29	27	27	59	2373	1917	1817	1428	1067	641	186	95	805
1987	35	29	29	50	2415	2835	2515	1355	1350	950	264	126	996
1988	36	29	32	83	1995	3114	2478	1964	1431	714	264	131	1022
Qср мес	28	26	26	66	2175	2681	2179	1513	1124	635	211	107	898

На рисунке 1.2 показан среднемноголетний гидрограф реки Олекма.

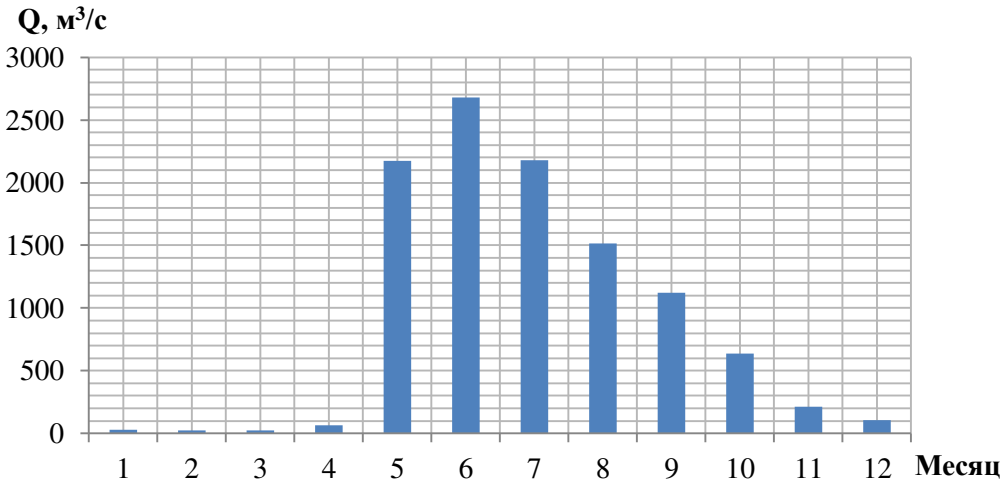


Рисунок 1.2 – Среднемноголетний гидрограф р. Олекма

На основе гидрологического ряда определены расчетный средневодный (50%) и расчетный маловодный (90%) года. В таблице 1.3 и на рисунке 1.3 представлены расходы и гидрографы средневодного и маловодного годов соответственно.

Таблица 1.3 – Расходы средневодного и маловодного годов

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	$Q_{ср}$
$Q_{90\%}$, м^3/с	29	24	27	75	1974	1548	1350	1285	1084	346	178	86	667
$Q_{50\%}$, м^3/с	33	33	29	76	1982	2826	2347	1316	1161	512	280	95	891

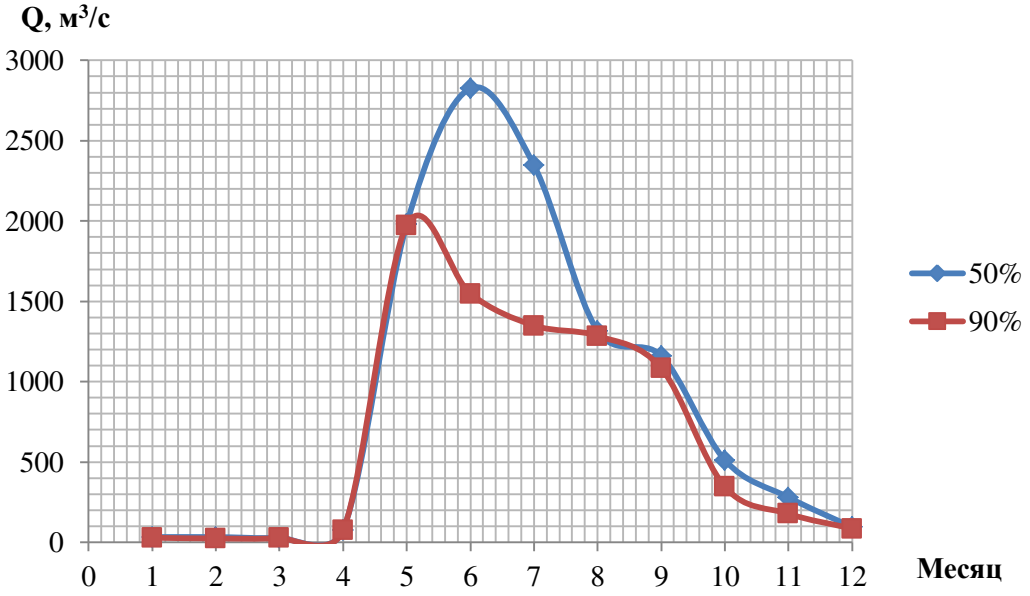


Рисунок 1.3 – Гидрографы маловодного и средневодного годов

Также по данным гидрологического ряда строятся эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, межень и половодье (рисунок 1.4).

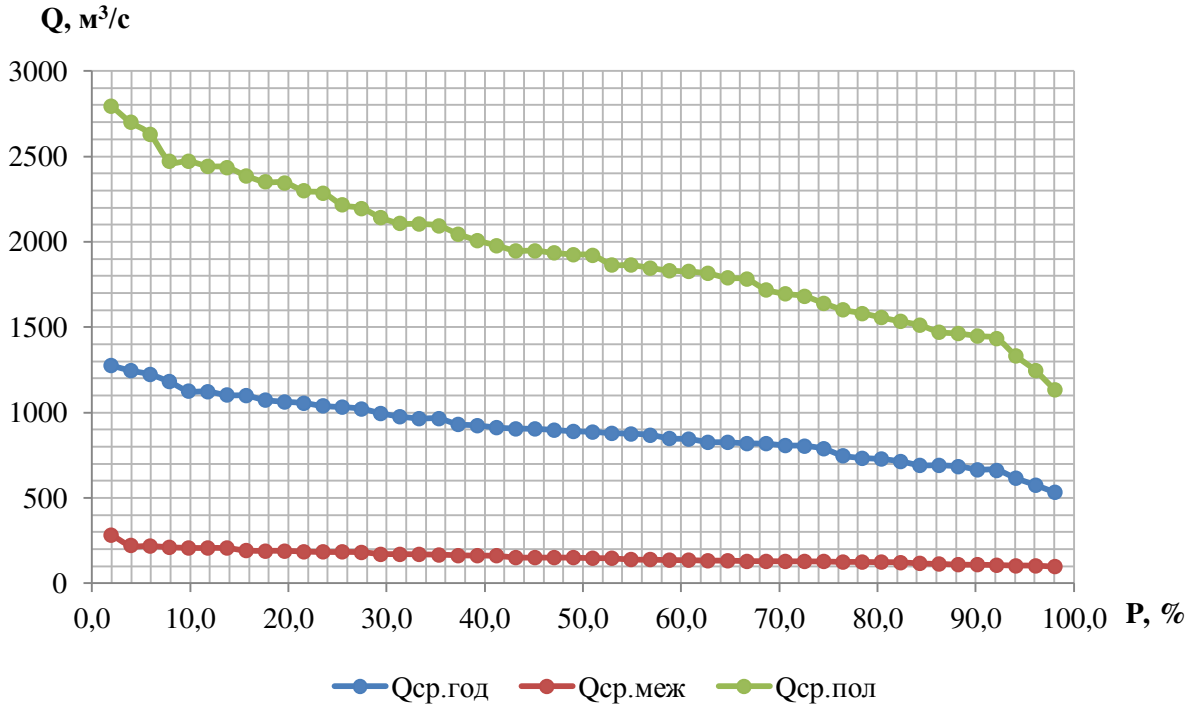


Рисунок 1.4 – Эмпирические кривые обеспеченности

Для дальнейших расчетов необходимы также кривые связи объемов водохранилища и УВБ, расходов и УНБ. На рисунке 1.5 показана зависимость УВБ от объема водохранилища, ее координаты приведены в таблице 1.4.

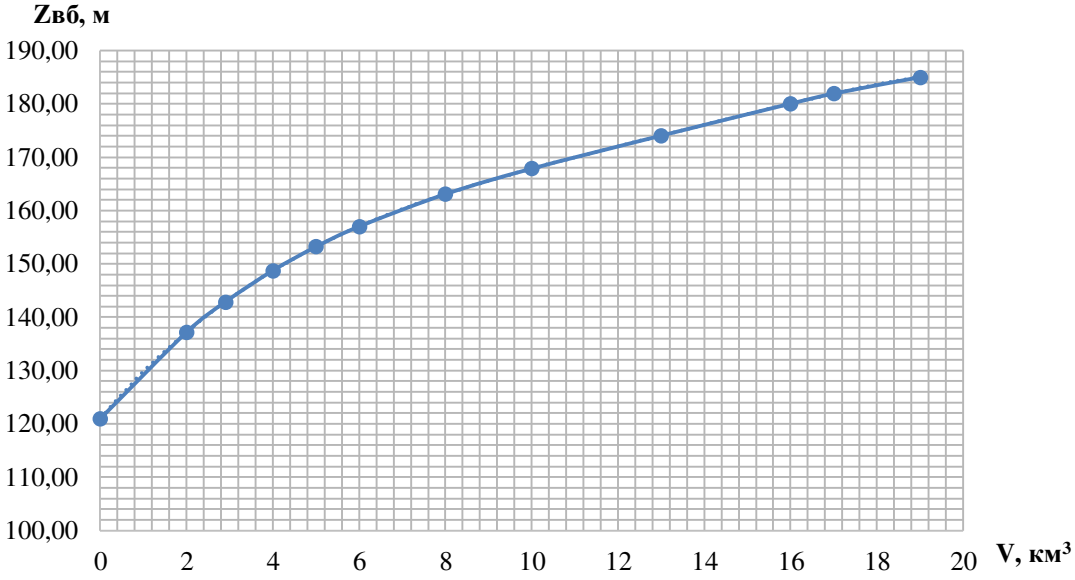


Рисунок 1.5 – Кривая связи объема водохранилища и УВБ

Таблица 1.4 – Координаты кривой связи объема водохранилища и УВБ

УВБ, м	V, км^3
120,97	0
137,1873	2
142,8736	2,9
148,7404	4
153,2096	5
157,005	6
163,0814	8
167,8596	10
174,0445	13
180,0422	16
181,9374	17
185,0063	19

На рисунке 1.6 показаны кривые связи расходов и УНБ за летний и зимний периоды (зимний коэффициент принимается равным 0,6). В таблице 1.5 приведены координаты кривых связи.

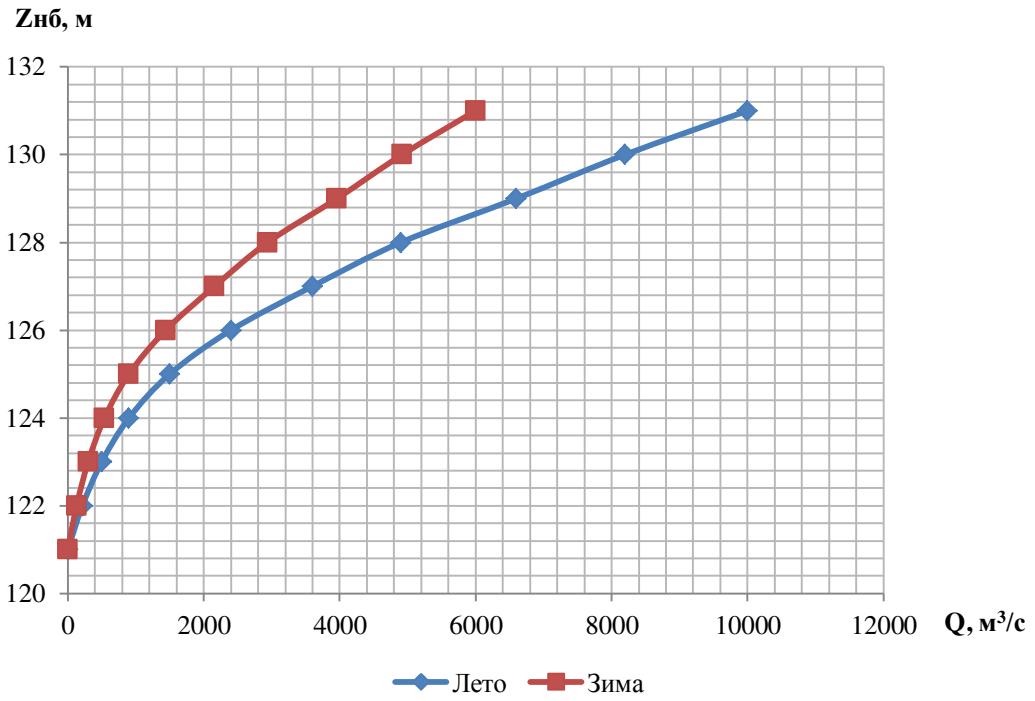


Рисунок 1.6 – Кривые связи расходов и УНБ для зимнего и летного периодов

Таблица 1.5 – Координаты кривых связи расходов и УНБ

УНБ, м	Qлето, м^3/с	Qзима, м^3/с
121	0	0
122	215	129
123	500	300
124	900	540
125	1500	900
126	2400	1440
127	3600	2160
128	4900	2940
129	6600	3960
130	8200	4920
131	10000	6000

1.1.3 Инженерно-геологические условия

Створ ГЭС (рисунок 1.7) представлен фрагментами различных грунтов, а именно: песок крупный с гравием (глубина до 5 м), щебенистый грунт с суглинком (глубина до 3 м), суглинок (глубина до 3 м). В основании створа заложен базальт (до глубины 20-25 м трещиноватый), являющийся прочной скальной магматической породой. Перед возведением гидротехнических сооружений для их лучшего сопряжения с основанием последнее необходимо очистить от слабонесущих грунтов.

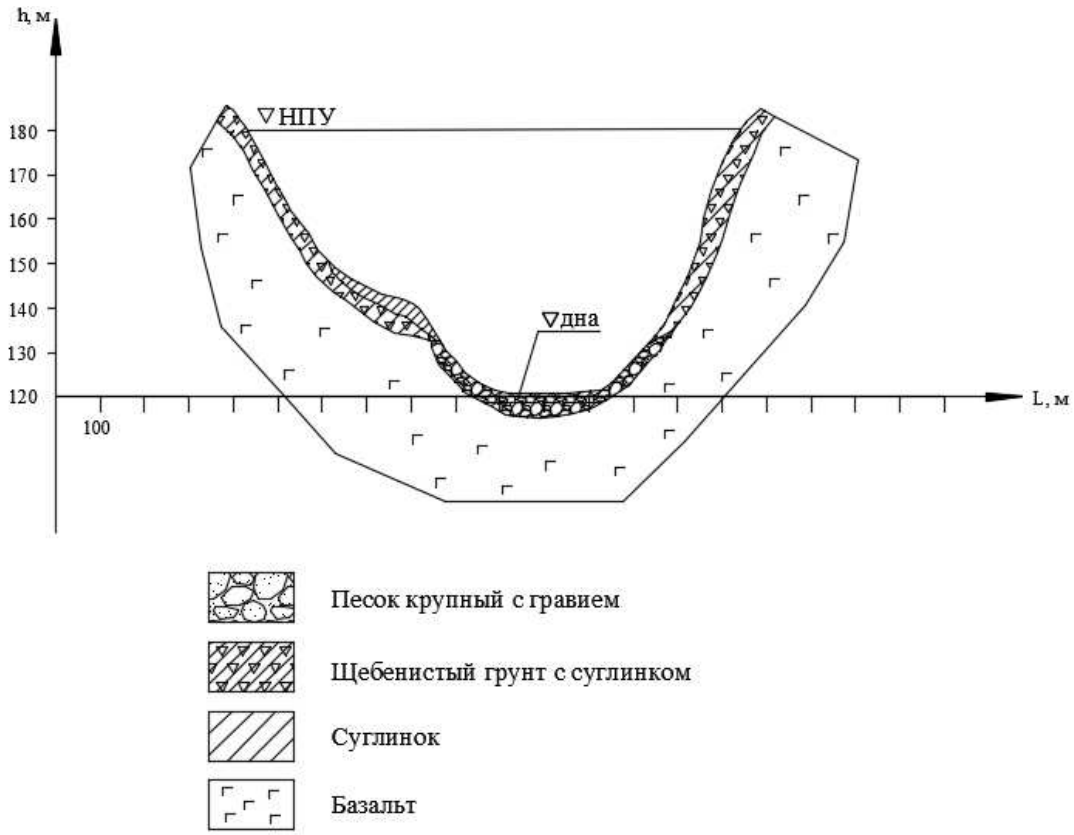


Рисунок 1.7 – Поперечный разрез по створу

1.2 Энергоэкономическая характеристика района строительства гидроузла

Якутское РДУ создано в 2016 году на базе Представительства АО «СО ЕЭС» в Республике Саха (Якутия) в рамках подготовки к осуществлению оперативно-диспетчерского управления энергосистемой Республики Саха (Якутия) в составе Западного и Центрального энергорайонов и организации присоединения этих энергорайонов к 2-й синхронной зоне ЕЭС России - Объединенной энергосистеме Востока.

В настоящее время Западный и Центральный энергорайоны энергосистемы Республики Саха (Якутия) с суммарной установленной мощностью электростанций 1,5 ГВт функционируют изолированно от ЕЭС России, и оперативно-диспетчерское управление на их территории осуществляет ПАО «Якутскэнерго».

Принятие Якутским РДУ функций оперативно-диспетчерского управления на территории Западного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия) запланировано на 2018 год.

Крупнейшими производителями электроэнергии в регионе являются Вилюйская ГЭС (680 МВт), Нерюнгринская ГРЭС (618 МВт), Якутская ГРЭС (368 МВт), Вилюйская ГЭС-III (277, 5 МВт).

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Суточные графики нагрузки и ИКН

Данные для построения графиков нагрузки берутся с сайта Системного оператора so-ups.ru. Графики строятся для летних и зимних суток. Так же с сайта берется выработка ОДУ Востока и РДУ Якутии для нахождения коэффициента перехода:

$$k = \frac{Э_{ОДУ}}{Э_{РДУ}} = \frac{33177}{8570} = 3{,}87 \qquad (2.1)$$

где $Э_{ОДУ}$ – выработка ОДУ Востока;
$Э_{РДУ}$ – выработка РДУ Якутии.

В таблице 2.1 представлены данные для построения графиков нагрузки.

Таблица 2.1 – Суточное потребление электроэнергии

Зимние сутки 24.12.16				Летние сутки 24.06.16			
ОДУ Востока		Якутское РДУ		ОДУ Востока		Якутское РДУ	
Часы	Потр, МВт	Часы	Потр, МВт	Часы	Потр, МВТ	Часы	Потр, МВт
0	4561	0	1178	0	2777	0	717
1	4547	1	1175	1	2533	1	654
2	4417	2	1141	2	2558	2	661
3	4448	3	1149	3	2581	3	667
4	4467	4	1154	4	2527	4	653
5	4503	5	1163	5	2512	5	649
6	4660	6	1204	6	2632	6	680
7	4773	7	1233	7	2840	7	734
8	5001	8	1292	8	3069	8	793
9	5165	9	1334	9	3215	9	830
10	5177	10	1337	10	3090	10	798
11	5133	11	1326	11	3082	11	796
12	5001	12	1292	12	3147	12	813
13	5014	13	1295	13	3161	13	817
14	4835	14	1249	14	3245	14	838
15	4831	15	1248	15	3217	15	831
16	4805	16	1241	16	3154	16	815
17	5063	17	1308	17	3226	17	833
18	5191	18	1341	18	3238	18	836
19	5044	19	1303	19	3205	19	828
20	5025	20	1298	20	3224	20	833
21	4982	21	1287	21	3238	21	836
22	4827	22	1247	22	3081	22	796
23	4778	23	1234	23	2945	23	761

В таблицах 2.2 и 2.3 представлены данные для построения ИКН зимних и летних суток соответственно.

Таблица 2.2 – Данные для построения ИКН зимних суток

P, МВт	Рранж	ΔP, МВт	t, ч	ΔЭ, млн кВт·ч	ΔPсум	ΔЭсум
1178	1341	4	1	0,004	4	0,00
1175	1337	3	2	0,006	7	0,01
1141	1334	8	3	0,025	15	0,03
1149	1326	18	4	0,072	33	0,11
1154	1308	5	5	0,025	38	0,13
1163	1303	5	6	0,029	43	0,16
1204	1298	3	7	0,020	46	0,18
1233	1295	3	8	0,027	49	0,21
1292	1292	0	9	0,000	49	0,21
1334	1292	5	10	0,049	54	0,26
1337	1287	38	11	0,418	92	0,67
1326	1249	1	12	0,012	93	0,69
1292	1248	1	13	0,013	94	0,70
1295	1247	6	14	0,080	100	0,78
1249	1241	7	15	0,105	107	0,88
1248	1234	1	16	0,021	108	0,91
1241	1233	29	17	0,496	137	1,40
1308	1204	26	18	0,460	163	1,86
1341	1178	4	19	0,069	166	1,93
1303	1175	11	20	0,227	178	2,16
1298	1163	9	21	0,195	187	2,35
1287	1154	5	22	0,108	192	2,46
1247	1149	8	23	0,184	200	2,65
1234	1141	1141	24	27,383	1341	30,03

Таблица 2.3 – Данные для построения ИКН летних суток

P, МВт	Рранж	ΔP, МВт	t, ч	ΔЭ, млн кВт·ч	ΔPсум	ΔЭсум
717	838	2	1	0,002	2	0,00
654	836	0	2	0,000	2	0,00
661	836	3	3	0,009	5	0,01
667	833	1	4	0,002	5	0,01
653	833	2	5	0,009	7	0,02
649	831	1	6	0,003	8	0,03
680	830	3	7	0,018	10	0,04
734	828	11	8	0,091	22	0,13
793	817	2	9	0,016	24	0,15
830	815	2	10	0,018	25	0,17
798	813	15	11	0,162	40	0,33
796	798	2	12	0,025	42	0,36
813	796	0	13	0,003	42	0,36
817	796	3	14	0,043	45	0,40

Окончание таблицы 2.3

P, МВт	Рранж	ΔP, МВт	t, ч	ΔЭ, млн кВт·ч	ΔPсум	ΔЭсум
838	793	32	15	0,480	77	0,88
831	761	27	16	0,434	105	1,32
815	734	16	17	0,277	121	1,59
833	717	37	18	0,674	158	2,27
836	680	13	19	0,250	172	2,52
828	667	6	20	0,119	177	2,64
833	661	6	21	0,136	184	2,77
836	654	2	22	0,034	185	2,81
796	653	4	23	0,089	189	2,90
761	649	649	24	15,573	838	18,47

Также необходимо вписать в получившиеся графики уже существующие Вилюйскую ГЭС (680 МВт, суточная выработка 7,52 млн кВт·ч) и Вилюйскую ГЭС-III (277,5 МВт, суточная выработка 1,56 млн кВт·ч). Для летних суток уменьшим потребление на 20%.

Графики нагрузки и ИКН приведены в приложении А (рисунки А.1, А.2).

2.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок

Для дальнейших расчетов необходимо знать характер максимальных и среднемесячных нагрузок, для чего строятся их графики.

Для максимальных нагрузок: $P_{з}^{max} = 1341$ МВт, $P_{л}^{max} = 838$ МВт

$$a = \frac{P_{з}^{max} + P_{л}^{max}}{2} = \frac{1341+838}{2} = 1089{,}5 \text{ МВт} \quad (2.2)$$

$$b = \frac{P_{з}^{max} - P_{л}^{max}}{2} = \frac{1341-838}{2} = 251{,}5 \text{ МВт} \quad (2.3)$$

Для среднемесячных нагрузок: $P_{з}^{ср} = 1251$ МВт, $P_{л}^{ср} = 770$ МВт

$$a = \frac{P_{з}^{ср} + P_{л}^{ср}}{2} = \frac{1251+770}{2} = 1010{,}5 \text{ МВт} \quad (2.4)$$

$$b = \frac{P_{з}^{max} - P_{л}^{max}}{2} = \frac{1251-770}{2} = 240{,}5 \text{ МВт} \quad (2.5)$$

Далее находим нагрузку за каждый месяц:

$$P_t = a + b \cdot \cos(30° \cdot t - 15°) \quad (2.6)$$

где t – номер месяца (от 1 до 12).

Результаты расчета приведены в таблице 2.4. На рисунке 2.1 показаны графики годовых нагрузок.

Таблица 2.4 – Максимальные и среднемесячные нагрузки

t, мес	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P_{max}, МВт	1332	1267	1155	1024	912	847	847	912	1025	1155	1267	1332
$P_{ср}$, МВт	1243	1181	1073	948	840	778	778	840	948	1073	1181	1243

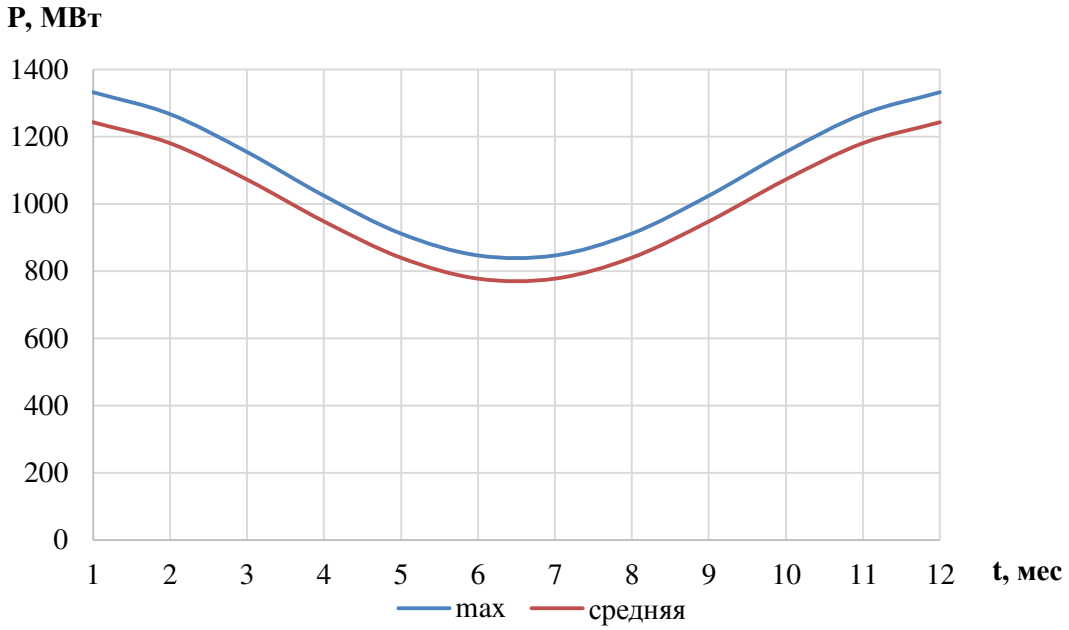


Рисунок 2.1 – Графики годовых нагрузок

2.3 Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК

Мощность бытовая (водотока):

$$N_{ГЭС\ быт} = k_N \cdot Q_{полез} \cdot H, \quad (2.7)$$

где k_N=9,81·0,98·0,9 = 8,65 - коэффициент мощности;
$Q_{полез}$ – полезный расход;
H – подведенный напор:

$$H = Z_{ВБ} - Z_{НБ} - \Delta h, \quad (2.8)$$

где $Z_{ВБ}$- отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ∇НПУ,
$Z_{НБ} = f(Q_{полез})$ уровень нижнего бьефа,
Δh - потери напора в подводящем тракте (0,5 м).

Мощность в режиме работы по ВХК:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{вхк}} \cdot H, \qquad (2.9)$$

где $Q_{\text{вхк}}$ – расход, необходимый водопользователям и водопотребителям в нижнем бьефе.

В таблице 2.5 представлен расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК.

Далее по результатам расчета строится режим работы проектируемой ГЭС на годовом графике среднемесячных нагрузок. На получившемся графике распределяется разность мощностей $\sum(N_t^{\text{быт}} - N_t^{\text{ВХК}}) = 998$ МВт. Баланс энергии представлен на рисунке 2.2.

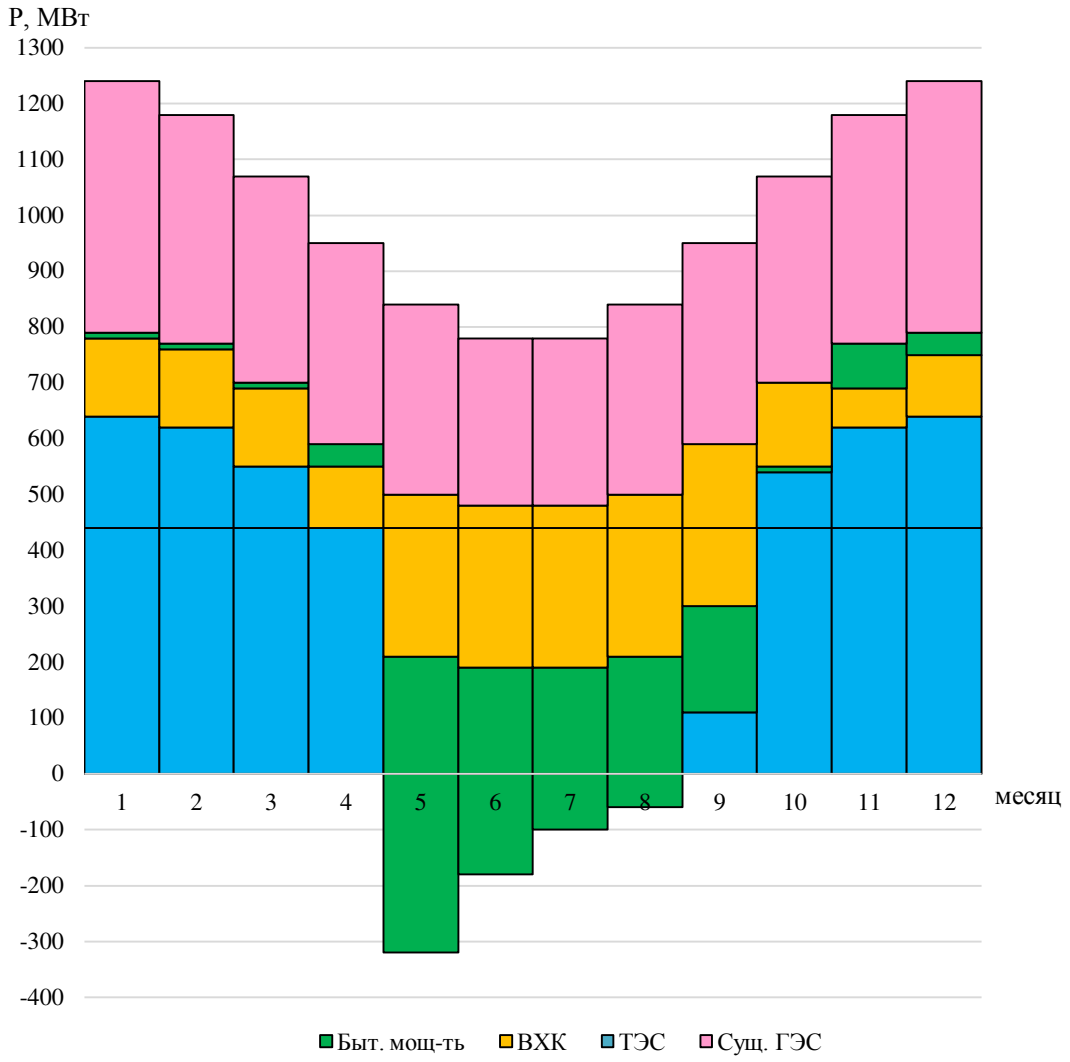


Рисунок 2.2 – Баланс энергии

Таблица 2.5 – Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК

Баланс энергии													
месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Суммы
Qбыт (90%)	29	24	27	75	1974	1548	1350	1285	1084	346	178	86	-
Qиспар	-1	-1	-1	-1	-2	-3	-5	-5	-2	-1	-1	-1	-
Qлед	-5	-4	-2	6	11	0	0	0	0	0	-2	-4	-
Qфильтр	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
Qшлюз	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
Сумма	-6	-5	-3	5	9	-3	-5	-5	-2	-1	-3	-5	-
Qполезный	23	19	24	80	1983	1545	1345	1280	1082	345	175	81	7980
Ограничения по ВХК													-
5320	313	313	313	313	626	626	626	626	626	313	313	313	5320
Режим работы по водотоку													-
Zвб	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	-
Zнб	121,29	121,25	121,30	121,88	129,88	128,38	127,70	127,48	126,78	123,67	122,66	121,88	-
H	56,91	56,95	56,90	56,32	48,32	49,82	50,50	50,72	51,42	54,53	55,54	56,32	-
Nбыт	11	9	12	39	824	662	584	558	478	162	84	39	3461
Режим работы по ВХК													-
Zвб	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	-
Zнб	123,51	123,51	123,51	123,51	124,95	124,95	124,95	124,95	124,95	123,51	123,51	123,51	-
H	54,69	54,69	54,69	54,69	53,25	53,25	53,25	53,25	53,25	54,69	54,69	54,69	-
Nвхк	147	147	147	147	287	287	287	287	287	147	147	147	2463
Nбыт-Nвхк	-136	-138	-135	-108	537	375	297	272	192	14	-64	-108	998
месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	-

Для каждого месяца определяется предварительная гарантированная мощность. Результаты показаны в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты ВЭР

Месяц	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$N_{гар}$, МВт	350	330	260	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	ВХК	260	330	350

2.4 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС по маловодному году

Целью ВЭР по маловодному году является определение гарантированной мощности ГЭС, отметки УМО и полезного объема водохранилища.

Обязательным условием для водно-энергетических расчетов является равенство уровней ВБ в водохранилище в начале и в конце расчетного периода регулирования. За начало сработки принимается 10 месяц, т.к. $Q_{ВХК}>Q_{быт}$.

В таблице 2.7 показаны сработка-наполнение водохранилища в малом по водности году.

Отметка УМО – 154,71 м. Полезный объем водохранилища – 10,62 км^3.

Таблица 2.7 – Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году

1	2	3	4	5	6	6а	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Месяц	Qбыт пол	Qф	Qвдхр	Qгэс	Qхолсбр	Qвхк	Qнб	Vвдхр, км3			Zвб, м			Zнб, м	H, м	Nгэс	Nгар, МВт
								Vн	ΔV	Vк	Zн	Zк	Zср				
10	345	0	156	501	0	313	501	16,00	0,40	15,60	180,04	179,25	179,64	124	54,64	235	235
11	175	0	506	681	0	313	681	15,60	1,31	14,28	179,25	176,62	177,94	125	52,16	305	305
12	81	0	697	778	0	313	778	14,28	1,81	12,48	176,62	172,99	174,81	126	48,63	325	325
1	23	0	831	854	0	313	854	12,48	2,15	10,32	172,99	168,56	170,78	126	44,29	325	325
2	19	0	888	907	0	313	907	10,32	2,30	8,02	168,56	163,14	165,85	126	39,15	305	305
3	24	0	788	812	0	313	812	8,02	2,04	5,98	163,14	156,93	160,04	126	33,72	235	235
4	80	0	233	313	0	313	313	5,98	0,60	5,38	156,93	154,71	155,82	124	31,72	85	вхк
5	1983	0	-1357	626	0	626	626	5,38	-3,52	8,89	154,71	165,33	160,02	125	34,47	186	
6	1545	0	-919	626	0	626	626	8,89	-2,38	11,27	165,33	170,55	167,94	125	42,40	228	
7	1345	0	-719	626	0	626	626	11,27	-1,86	13,14	170,55	174,32	172,44	125	46,89	252	
8	1280	0	-654	626	0	626	626	13,14	-1,70	14,83	174,32	177,73	176,02	125	50,48	272	
9	1082	0	-456	626	0	626	626	14,83	-1,18	16,00	177,73	180,04	178,88	125	53,34	287	

2.5 Определение установленной мощности ГЭС

На графике ИКН зимних месяцев откладываются катеты гарантированной выработки и установленной мощности проектируемой ГЭС.

Для проектируемой ГЭС катет выработки находится по формуле (2.10):

$$Э_{пр} = N_{гар} \cdot 24 \qquad (2.10)$$

Пересечение ИКН и катета мощности образует рабочую мощность ГЭС.

На рисунке 2.3 показаны график и ИКН для зимних суток, на которых отмечены зоны работы существующих ГЭС и вписана проектируемая ГЭС как в пиковую часть графика, так и в базовую.

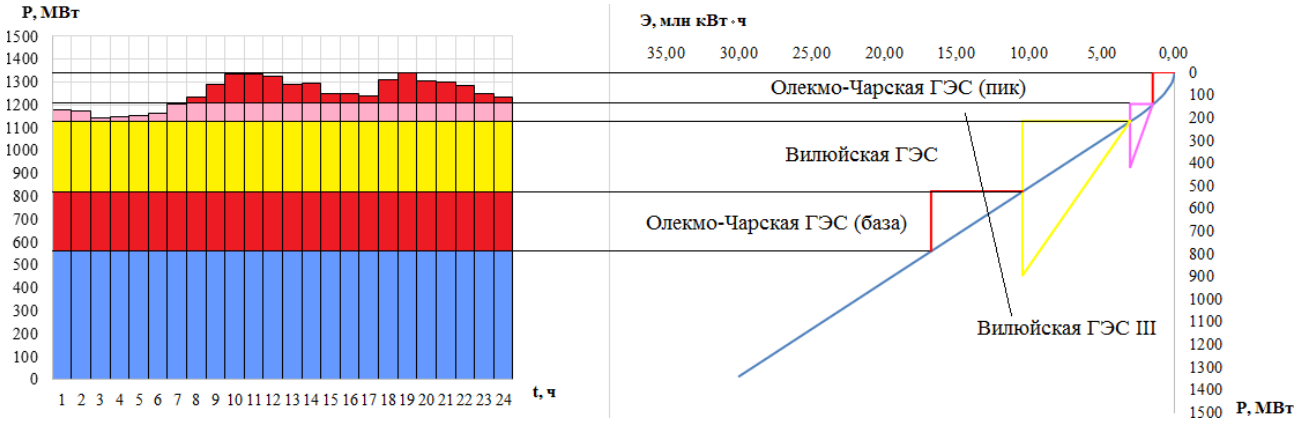


Рисунок 2.3 - Размещение проектируемой ГЭС на графике нагрузок и ИКН

Рабочая мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{раб}^{пр} = N_{пик}^{пр} + N_{база}^{пр} = 140 + 262 = 402 \text{ МВт} \qquad (2.11)$$

где $N_{пик}^{пр}$ – мощность проектируемой ГЭС в пиковой зоне графика нагрузки;
$N_{база}^{пр}$ – мощность проектируемой ГЭС в базовой зоне графика нагрузки.

Установленная мощность проектируемой ГЭС:

$$N_{уст}^{пр} = N_{раб} + N_{рез} \qquad (2.12)$$

где $N_{раб}$ – рабочая мощность проектируемой ГЭС;
$N_{рез}$ – резервная мощность:

$$N_{рез} = N_{рем} + N_{ав} + N_{нагр} \qquad (2.13)$$

где $N_{рем}$ – ремонтный резерв;

$N_{ав}$ – аварийный резерв;

$N_{нагр}$ – нагрузочный резерв.

Так как $F_{рем}^{ГЭС} < F_{провала}$, то $N_{рем} = 0$.

Аварийный резерв размещается на тепловых станциях: $N_{ав}$→ТЭС.

На проектируемой гидроэлектростанции размещается нагрузочный резерв, поскольку он не требует дополнительно энергоносителя.

Максимальная нагрузка энергосистемы: N_{max} = 1341 МВт.

Определяется нагрузочный резерв проектируемой ГЭС. Для этого распределяется 3% от N_{max} пропорционально рабочим мощностям существующей и проектируемой станций.

$N_{нагр} = 0{,}03 \cdot 1314 = 40{,}23$ МВт

Рабочая мощность существующих ГЭС: $N_{раб}^{сущ} = 385$ МВт.

Рабочая мощность проектируемой ГЭС: $N_{раб}^{пр} = 402$ МВт.

$$N_{нагр}^{пр} = \frac{N_{раб}^{пр}}{N_{раб}^{пр} + N_{раб}^{сущ}} \cdot N_{нагр} = \frac{402}{402+385} \cdot 40{,}23 = 21 \text{ МВт} \quad (2.14)$$

$$N_{уст}^{пр} = N_{раб}^{пр} + N_{нагр}^{пр} = 402 + 21 = 423 \text{ МВт} \quad (2.15)$$

2.6 Баланс мощности

Баланс мощности системы строится на графике максимальных нагрузок и представляет собой распределение мощности на покрытие нагрузки между всеми участниками энергосистемы.

$N_{авар}$ принимаем равной 6% от $N_{раб}$.

$N_{нагр}$ принимаем равной 3% от $N_{раб}$.

$$F_{рем}^{ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{ГЭС}^{уст}}{6} \cdot 1 \text{ мес} \quad (2.16)$$

$$F_{рем}^{ТЭС} = \frac{N_{ГЭС}^{уст}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{ мес} + \frac{N_{ГЭС}^{уст}}{2} \cdot 1 \text{ мес} \quad (2.17)$$

В таблице 2.8 приведены все необходимые для построения баланса данные. Сам баланс мощности показан на рисунке 2.4.

Таблица 2.8 – Данные для построения баланса мощности

Месяц		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагрузка системы	$P_{макс}$, МВт	1332	1267	1155	1024	912	847	847	912	1024	1155	1267	1332
	$P_{ар}$, МВт	41	39	35	31	28	26	26	28	31	35	39	41
	$P_{нр}$, МВт	20	19	18	16	14	13	13	14	16	18	19	20
Сущ-ая ГЭС	$N_{раб}$, МВт	385	385	385	385	385	385	385	385	385	385	385	385
	$N_{ар}$, МВт	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	$N_{нр}$, МВт	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	$N_{рем,}$ МВт	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Проектная ГЭС	$N_{раб}$, МВт	402	382	348	310	276	257	257	276	310	348	382	402
	$N_{ар}$, МВт	12	12	11	10	8	8	8	8	10	11	12	12
	$N_{нр}$, МВт	6	6	5	5	4	4	4	4	5	5	6	6
	$N_{рем}$, МВт	-	-	-	67	-	-	-	-	-	-	-	-
ТЭС	$N_{раб}$, МВт	545	544	544	329	251	205	205	251	329	544	544	545
	$N_{ар}$, МВт	17	15	13	10	8	6	6	8	10	13	15	17
	$N_{нр}$, МВт	8	8	6	5	4	3	3	4	5	6	8	8
	$N_{рем,}$ МВт	-	-	-	-	36	78	78	36	-	-	-	-

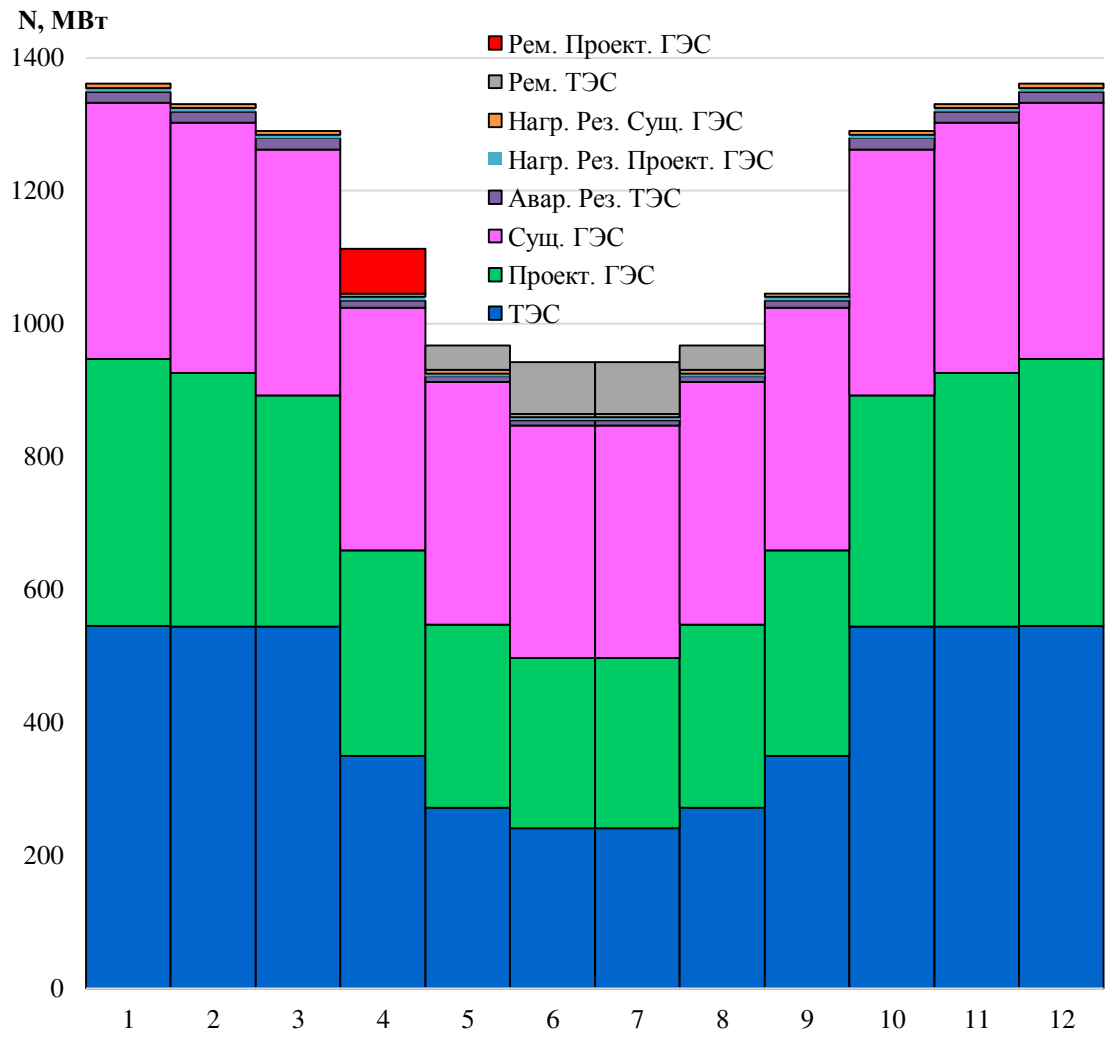


Рисунок 2.4 – Баланс мощности

2.7 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС по средневодному году

Целью ВЭР по средневодному году является определение среднемноголетней выработки.

При сработке-наполнении водохранилища необходимо соблюдать такое же условие, как и в сработке-наполнении по маловодному году, то есть нужно вернуться в тот же объем и ту же отметку НПУ, с которых начался расчет.

Также должно выполняться условие: $N_{ГЭС} \leq N_{уст}$.

Результаты расчета представлены в таблице 2.9.

В результате расчета среднемноголетняя выработка составила Э = 2747 млн кВт·ч.

На рисунке 2.5 показан график сработки-наполнения водохранилища в маловодный и средневодный годы.

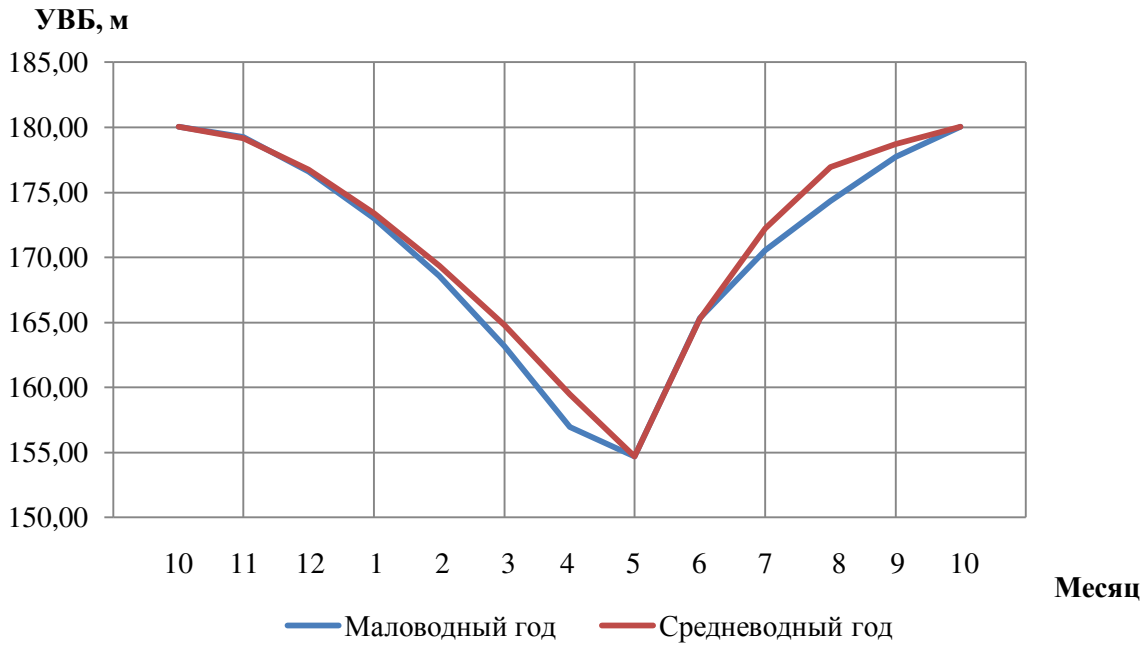


Рисунок 2.5 – Сработка-наполнение водохранилища

Таблица 2.9 – Сработка-наполнение водохранилища в средневодном году

1	2	3	4	5	6	6а	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Месяц	Qбыт пол	Qф	Qвдхр	Qгэс	Qхолсбр	Qвхк	Qнб	Vвдхр, км^3			Zвб, м			Zнб, м	Н, м	Nгэс	Nуст, МВт	Э, млн кВт·ч
								Vн	ΔV	Vк	Zн	Zк	Zср					
10	511	0	172	683	0	313	683	16,00	0,45	15,55	180,04	179,16	179,60	125	53,82	316	423	228
11	277	0	467	744	0	313	744	15,55	1,21	14,34	179,16	176,74	177,95	125	51,92	332	423	239
12	90	0	643	733	0	313	733	14,34	1,67	12,68	176,74	173,40	175,07	125	49,08	309	423	223
1	27	0	759	786	0	313	786	12,68	1,97	10,71	173,40	169,38	171,39	126	45,18	305	423	220
2	28	0	791	819	0	313	819	10,71	2,05	8,66	169,38	164,76	167,07	126	40,73	287	423	207
3	26	0	738	764	0	313	764	8,66	1,91,	6,75	164,76	159,48	162,12	126	36,00	237	423	170
4	81	0	529	610	0	313	610	6,75	1,37	5,38	159,48	154,71	157,09	125	31,62	166	423	119
5	1991	0	-1350	641	0	626	641	5,38	-3,50	8,87	154,71	165,29	160,00	125	34,39	190		136
6	2823	0	-1240	1583	-385	626	1198	8,87	-3,21	12,09	165,29	172,21	168,75	127	40,96	422		304
7	2342	0	-910	1432	-400	626	1032	12,09	-2,36	14,45	172,21	176,95	174,58	127	47,40	421		303
8	1311	0	-343	968	-5	626	963	14,45	-0,89	15,34	176,95	178,73	177,84	126	50,92	422		304
9	1159	0	-256	903	0	626	903	15,34	-0,66	16,00	178,73	180,04	179,39	126	52,70	409		295
																	Эсумм	2747

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

Для проектируемой ГЭС необходимо выбрать систему и тип турбины, номинальный диаметр рабочего колеса D_1 и частоту вращения n таким образом, чтобы при наименьших размерах турбины и генератора, при наибольшей высоте отсасывания и при большем значении КПД обеспечить получение заданной номинальной мощности.

Выбор турбины производится по главным универсальным характеристикам (ГУХ), которые получены по результатам испытаний моделей.

Для выбора турбины необходимо знать область допустимых режимов работы проектируемой ГЭС, то есть нужно построить ее режимное поле. Верхней границей режимного поля является напорная характеристика при работе ГЭС с наполненным до отметки НПУ=180,00 м водохранилищем, нижняя граница – напорная характеристика при работе ГЭС с водохранилищем, сработанным до отметки УМО=154,71 м. Слева режимное поле ограничивается минимальным расходом воды, заданным требованиями санитарного попуска: $Q_{сан}$= 156 м^3/с. Справа режимное поле ограничивается двумя линиями: выше точки расчетного напора – линией ограничения по расчетной установленной мощности, ниже – линией пропускной способности ГЭС.

В таблице 3.1 представлены данные для построения режимного поля проектируемой ГЭС (рисунок 3.1).

Таблица 3.1 – Данные для построения режимного поля

Кривые связи НБ		Напорные хар-ки			Линия ограничения по расчетной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{нб}$, м^3/с	$Z_{нб}$, м	$H_{нпу}$, м	$H_{умо}$, м	$H_{Zвб1}$, м	H, м	Q, м^3/с	H, м	Q, м^3/с
0	121,02	58,48	35,49	51,41	60	819,77	60	1231,76
150	122,47	57,03	34,04	49,96	58	848,04	58	1211,06
300	123,44	56,06	33,07	48,99	56	878,32	50	1124,44
450	124,18	55,32	32,33	48,25	54	910,85	45	1066,74
600	124,84	54,66	31,67	47,59	52	945,89	40	1005,73
750	125,47	54,03	31,04	46,96	50	983,72	35	940,77
900	126,08	53,42	30,43	46,35	48	1024,71	30	870,99
1050	126,66	52,84	29,85	45,77	46	1069,26	25	795,10
1200	127,21	52,29	29,30	45,22	44	1117,86	20	711,16
1350	127,72	51,78	28,79	44,71	42	1171,10	15	615,88
1500	128,23	51,27	28,28	44,20	40	1229,65	10	502,86
1650	128,74	50,76	27,77	43,69	38	1294,37	5	355,58

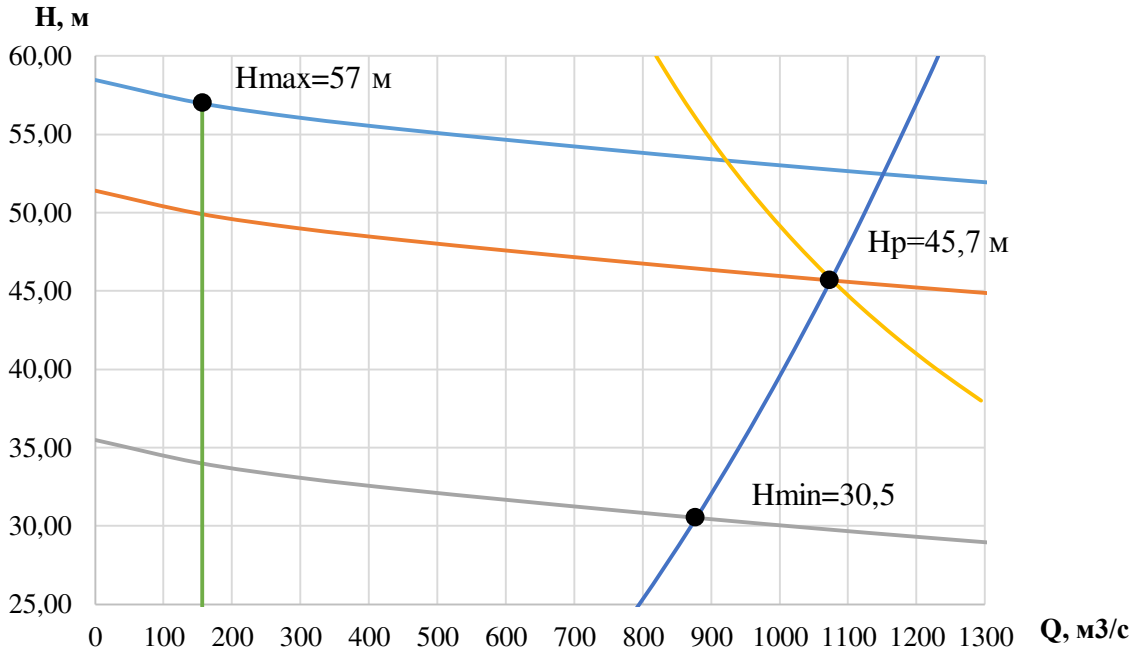


Рисунок 3.1 – Режимное поле проектируемой ГЭС

3.2 Выбор системы и типа гидротурбины

Выбор системы и типа гидротурбины производится по максимальному напору. При данном максимальном напоре H_{max}=57 м. подходят следующие типы:

- ПЛ60-В
- ПЛД60-В60^{o}

В таблице 3.2 представлены основные параметры моделей рассматриваемых турбин.

Таблица 3.2 – Основные параметры моделей гидротурбин

Тип	ПЛ60-В	ПЛД60-В60^{o}
$H_{пред}$, м	60	60
H_{min}/H_{max}	0,5	0,5
$n'_{I\,opt}$, об/мин	116	111
$Q'_{I\,opt}$, л/с	1080	1130
$\eta_{м\,opt}$	0,913	0,906
$Q_{I\,max}$, л/с	1500	1600
σ ($Q'_{I\,max}$)	0,55	0,65
$D_{1мод}$, м	0,46	0,65
$H_{мод}$, м	12	12
$t_{мод}$, ^{0}C	20	20

3.3 Определение номинального диаметра рабочего колеса

Задаемся рядом стандартных диаметров рабочего колеса (D_1, м).

Для каждого значения диаметра рассчитываем следующие параметры:

1) максимальное значение КПД натурной гидротурбины

$$\eta_{\text{н}} = 1 - (1 - \eta_{\text{м}}) \cdot \left(0{,}25 + 0{,}75 \left(\frac{Re_{\text{м}}}{Re_{\text{н}}}\right)^{0.2}\right) \quad (3.1)$$

$$\left(\frac{Re_{\text{м}}}{Re_{\text{н}}}\right)^{0.2} = (v_{\text{м}} v_{\text{н}})^{0.2} \cdot (D_{1\text{м}} D_{1\text{н}})^{0.2} \cdot \left(H_{\text{м}} H_{\text{р}}\right)^{0.1} \quad (3.2)$$

где v –коэффициент кинематической вязкости воды, зависящий от ее температуры (для модельной и натурной турбин);

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

$D_{1\text{н}}$, $H_{\text{р}}$, $Re_{\text{н}}$ – диаметр, расчетный напор и число Рейнольдса натурной турбины.

2) мощность агрегата

$$N_{\text{агр}} = 9{,}81 Q'_{\text{р.т.}} D_1^2 H_p H_p^{0,5} \eta_{\text{т}} \eta_{\text{г}} \quad (3.3)$$

где $Q'_{\text{р.т.}}$ - приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_{\text{г}}$ – средний КПД генератора;

$\eta_{\text{т}}$ – КПД натурной гидротурбины.

3) количество агрегатов

$$Z_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}} \quad (3.4)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность проектируемого гидроузла.

4) поправка КПД

$$\Delta_1 = \frac{\eta_{\text{н}}}{\eta_{\text{м}}} \quad (3.5)$$

5) частота вращения турбины

$$n' = \frac{n'_{I\,opt} \left(\Delta_1 H_{\text{р}}\right)^{0.5}}{D_1} \quad (3.6)$$

где $n'_{I\,opt}$ - приведенная частота вращения в расчетной точке главной универсальной характеристики.

6) приведенные максимальные, минимальные и расчетные частоты вращения

$$n'_{I\,max} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{min})^{0.5}} \tag{3.7}$$

$$n'_{I\,\text{расч}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{р}})^{0.5}} \tag{3.8}$$

$$n'_{I\,min} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{max})^{0.5}} \tag{3.9}$$

где $n_{\text{синх}}$ – стандартное значение синхронной частоты вращения;

H_{min} – минимальный напор проектируемого гидроузла;

$H_{\text{р}}$ – расчетный напор проектируемого гидроузла;

H_{max} – максимальный напор проектируемого гидроузла.

7) высота отсасывания

$$H_s = 10{,}33 - \frac{Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})}{900} - \sigma H k_\sigma - \Delta Z_{\text{х.пл}} \tag{3.10}$$

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

$Z_{\text{нб}}(Q_{\text{нб}})$ – отметка уровня нижнего бьефа;

σ – коэффициент кавитации;

k_σ – коэффициент запаса по кавитации при переходе от модельной гидротурбины к натурной;

H – напор турбины;

$\Delta Z_{\text{х.пл}}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин (для осевых вертикальных ПЛ-турбин равна нулю, для вертикальных ПЛД-турбин равна половине высоты НА турбины).

Все расчеты сведены в таблицу 3.3. Заранее откинем варианты с числом агрегатов более 8 шт., высотами отсасывания менее -8 м.

Таблица 3.3 – Параметры ГА для ряда стандартных значений диаметра РК

	ПЛ60-В				ПЛД60-В60			
D1, м	4	4,5	5,6	6,3	4	4,5	5,6	6,3
КПД турбины	0,918	0,919	0,922	0,923	0,923	0,924	0,926	0,927
N' агр, кВт	65993	83635	129831	164522	66652	84462	131095	166110
z', шт	6,41	5,06	3,26	2,57	6,35	5,01	3,23	2,55
z, шт	8	6	4	3	8	6	4	3
Nагр, кВт	52875	70500	105750	141000	52875	70500	105750	141000
Δ1	1,039	1,040	1,043	1,044	1,036	1,037	1,040	1,041
n'c1, об/мин	192,80	177,72	142,98	127,17	190,95	169,84	136,630	121,520
nc1, об/мин	187,5	187,5	142,8	125	187,5	166,7	136,4	125

Окончание таблицы 3.3

	ПЛ60-В				ПЛД60-В60			
n_{IHmin}, об/мин	138,33	155,52	147,22	144,89	138,51	138,45	140,82	145,09
n_{IHp}, об/мин	108,86	122,38	115,85	114,02	109,00	108,95	110,81	114,18
n_{IHmax}, об/мин	97,47	109,58	103,73	102,09	97,60	97,55	99,22	102,24
Q'1·η расч	1,030	1,083	1,045	1,099	1,034	1,087	1,050	1,104
Q'1·η max	0,739	0,777	0,750	0,789	0,742	0,781	0,753	0,792
σ	0,32	0,37	0,34	0,37	0,33	0,370	0,345	0,38
Hs, м	-5,16	-7,56	-6,12	-7,56	-5,94	-6,77	-5,38	-6,93

В результате анализа турбины типа ПЛ60-В с диаметром 4,5 м и турбин типа ПЛД60-В60 с диаметрами 4 и 6,3 м оказалось, что, несмотря на приемлемые высоты отсасывания, данные турбины не могут быть использованы, так как их рабочие зоны на ГУХ не включают в себя точку оптимума.

Для оставшихся турбин типа ПЛ60-В произведем расчет отметки установки рабочего колеса.

3.4 Определение отметки установки рабочего колеса

Для примера рассчитаем отметку установки рабочего колеса для турбины ПЛ60-В-400. Допустимая высота отсасывания определяется по формуле (3.10).

Высота отсасывания определяется для трех наиболее опасных режимах:

1) работа одного агрегата при его полной нагрузке и $H_р$;
2) работа одного агрегата при его полной нагрузке и H_{max};
3) работа одного агрегата при соответствующей нагрузке и H_{min}.

1) Работа одного агрегата при его полной нагрузке и $H_р$

На ГУХ находим точку, соответствующую максимальному расходу и расчетному напору. Приведенная частота, соответствующая $H_р$:

$$n_I' = \frac{n_C D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_р}} = \frac{187{,}5 \cdot 4}{\sqrt{1{,}039 \cdot 45{,}7}} = 108{,}86 \text{ об/мин} \quad (3.11)$$

Приведенный расход при полной нагрузке агрегата $Q_Р' = 1{,}115$ м^3/с

Расход через турбину равен:

$$Q = Q_Р' \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_р} = 1{,}115 \cdot 4^2 \cdot \sqrt{47{,}5} = 123 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.12)$$

Определяем σ=0,32. По кривой связи нижнего бьефа определяем отметку уровня воды при данном расходе $Z_{\text{нб}}\left(Q = 123\,\frac{\text{м}^3}{\text{с}}\right) = 122{,}25$ м.

Определяем высоту отсасывания по формуле (3.10) и отметку установки рабочего колеса:

$$H_s = 10{,}33 - \frac{122{,}25}{900} - 0{,}32 \cdot 45{,}7 \cdot 1{,}05 = -5{,}16 \text{ м}$$

$$Z_{\text{уст}} = Z_{\text{нб}}(Q_p) + H_s = 122{,}25 - 5{,}16 = 117{,}09 \text{ м} \qquad (3.13)$$

2) Работа одного агрегата при его полной нагрузке и H_{max}

На ГУХ находим точку, соответствующую максимальному расходу и максимальному напору. Приведенная частота, соответствующая H_{max}:

$$n_I' = \frac{n_C D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_{max}}} = \frac{187{,}5 \cdot 4}{\sqrt{1{,}039 \cdot 57}} = 97{,}47 \text{ об/мин} \qquad (3.14)$$

Приведенный расход при полной нагрузке агрегата и этой частоте вращения $Q_I' = 0{,}82$ м^3/с.

Расход через турбину равен:

$$Q = Q_I' \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_{max}} = 0{,}82 \cdot 4^2 \cdot \sqrt{57} = 99{,}4 \text{ м}^3/\text{с} \qquad (3.15)$$

Определяем σ=0,18. По кривой связи нижнего бьефа определяем отметку уровня воды при данном расходе $Z_{\text{нб}}\left(Q = 99{,}4\,\frac{\text{м}^3}{\text{с}}\right) = 121{,}95$ м.

Определяем высоту отсасывания по формуле (3.10) и отметку установки рабочего колеса:

$$H_s = 10{,}33 - \frac{121{,}95}{900} - 0{,}18 \cdot 57 \cdot 1{,}05 = -1{,}58 \text{ м}$$

$$Z_{\text{уст}} = Z_{\text{НБ}}(Q_{max}) + H_s = 121{,}95 - 0{,}58 = 119{,}59 \text{ м} \qquad (3.16)$$

3) Работа одного агрегата с соответствующей нагрузкой и H_{min}

На ГУХ находим точку, соответствующую максимальному расходу и минимальному напору. Приведенная частота, соответствующая H_{min}:

$$n_I' = \frac{n_C D_1}{\sqrt{\Delta_1 H_{min}}} = \frac{187{,}5 \cdot 4}{\sqrt{1{,}039 \cdot 30{,}5}} = 138{,}33 \text{ об/мин} \qquad (3.17)$$

Приведенный расход при полной нагрузке агрегата и этой частоте вращения $Q_I' = 0{,}96\ м^3/с$.

Расход через турбину равен:

$$Q = Q_I' \cdot D^2 \cdot \sqrt{H_{min}} = 0{,}96 \cdot 4^2 \cdot \sqrt{30{,}5} = 84{,}8\ м^3/с \qquad (3.18)$$

Определяем σ=0,245. По кривой связи нижнего бьефа определяем отметку уровня воды при данном расходе $Z_{нб}\left(Q = 84{,}8\frac{м^3}{с}\right) = 121{,}89$ м.

Определяем высоту отсасывания по формуле (3.10) и отметку установки рабочего колеса:

$$H_s = 10{,}33 - \frac{121{,}89}{900} - 0{,}245 \cdot 30{,}5 \cdot 1{,}05 = 1{,}91\ м \qquad (3.19)$$

$$Z_{уст} = Z_{НБ}(Q_{min}) + H_s = 121{,}89 + 2{,}91 = 124{,}8\ м \qquad (3.20)$$

Из всех H_s выбирается та, которая обеспечивает бескавитационную работу во всех рассматриваемых режимах работы. Причем должно выполняться условие $H_s \geq -8$ м, так как дальнейшее заглубление подводной части экономически неоправданно. В таблице 3.4 представлены результаты расчета высот отсасывания для рассматриваемых вариантов турбин.

Таблица 3.4 – Высоты отсасывания рассматриваемых вариантов турбин

	ПЛ-60-В			ПЛД60-В60	
D_1, м	4	5,6	6,3	4,5	5,6
H_{s1}, м	-5,16	-6,12	-7,56	-6,77	-5,38
H_{s2}, м	-1,58	-2,31	-3,87	-3,05	-2
H_{s3}, м	1,91	-1,32	-2,68	-1,98	2,2
$Z_{уст}$, м	117,09	115,25	113,89	115,17	116,68

Наиболее приемлемыми вариантами для установки являются турбины ПЛ60-В-400 и ПЛД60-В60-560. Необходимо провести сравнение этих турбин по параметрам. Результаты сравнения приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Сравнительный анализ турбин

	ПЛ60-В		ПЛД60-В60	
D_1, м	4	+	5,6	-
КПД $_т$	0,918	-	0,926	+
Za, шт	8	-	4	+
N агр, кВт	52875	-	105750	+
nc_1, об/мин	187,5	+	136,4	-
Hs1, м	-5,16	+	-5,38	-
Hs2, м	-1,58	+	-2,00	-
Hs3, м	1,91	-	2,2	+
Zуст рк, м	117,09	+	116,68	-

Выбираем турбину ПЛ60-В-400, т.к. при меньшем диаметре рабочего колеса она имеет большую синхронную частоту вращения, допустимую высоту отсасывания и более приемлемую зону работы на УХ. Также при диаметре рабочего колеса до 6,3 м. его доставка к месту строительства станции может осуществляться с помощью ж/д-путей.

На рисунке 3.2 показано расположение рабочей зоны турбины ПЛ60-В-400.

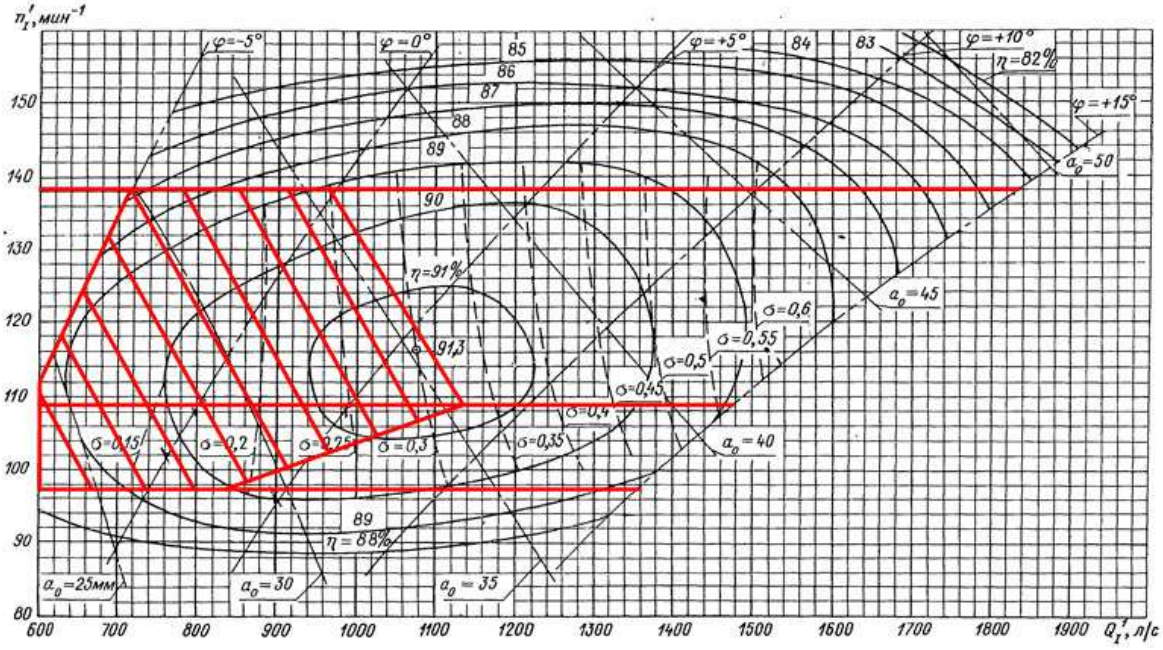


Рисунок 3.2 – Расположение рабочей зоны ПЛ60-В-425 на УХ

3.5 Расчет и построение бетонной спиральной камеры

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров ее радиальных сечений и формы спирали в плане. В основу гидромеханического расчета спиральной камеры заложены три условия, которым должен подчиняться поток протекающей в ней жидкости:

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

2. Одинаковая закрутка потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом, т.е. υur = const, где υu – окружная составляющая скорости в любой точке потока; r – радиус расположения точки;

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

Исходными данными для расчета являются:

1. Угол охвата спиральной камеры – $\varphi_{сп}$ – рекомендуемый угол охвата спиральной камеры берется из ГУХ или по таблице для расчетного напора. Будем принимать их ГУХ $\varphi_{сп} = 225^{o}$

2. Наружный радиус входного сечения принимается по ГУХ

$$r_{вх} = 1{,}739 \cdot D_1 \qquad (3.21)$$

3. Диаметр расположения входных кромок статора: D_a=6,2 м – определяется по номенклатурным данным.

4. Диаметр расположения выходных кромок статора: D_b = 5,42 м – определяют по номенклатурным данным.

5. Высота статора

$$B_{ст} = b_o + 0{,}0033D_1 = 1{,}41 \text{ м} \qquad (3.22)$$

где высота направляющего аппарата определяется по ГУХ:

$$b_o = 0{,}35 \cdot D_1 = 1{,}4 \text{ м} \qquad (3.23)$$

6. Закон изменения положения вершин сечений – линейный.

7. Допустимые средние скорости воды во входном сечении определяются по графику (рисунок 3.3) исходя из расчетного напора.

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

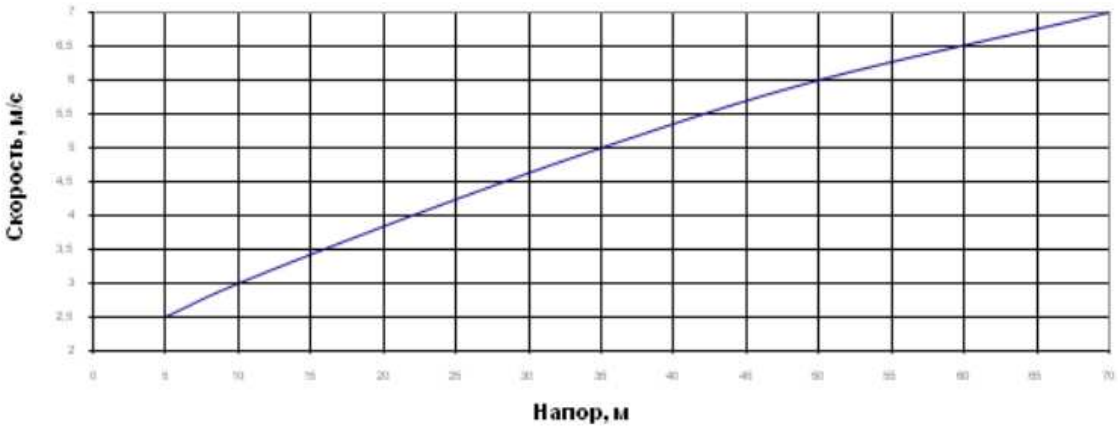


Рисунок 3.3 – Допустимые скорости во входном сечении для бетонных спиральных камер

Полный расход через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N_т}{9{,}81 \cdot \eta \cdot H_р} = \frac{52875}{9{,}81 \cdot 0{,}911 \cdot 45{,}7} = 129{,}5 \frac{м^3}{с} \quad (3.24)$$

Расход через входное сечение спиральной камеры:

$$Q_{вх} = \frac{Q_0 \cdot 225}{360} = \frac{129{,}5 \cdot 225}{360} = 81 \ \frac{м^3}{с} \quad (3.25)$$

Скоростной коэффициент:

$$k_C = \frac{v_{ср}}{\sqrt{H_р}} = \frac{5{,}7}{\sqrt{45{,}7}} = 0{,}84 \quad (3.26)$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{v_{ср}} = \frac{81}{5{,}7} = 14{,}2 \text{ м}^2 \quad (3.27)$$

Найдем $r_{вх}$ по формуле (3.21):

$$r_{вх} = 1{,}739 \cdot 4 = 6{,}96 \text{ м}$$

Высота входного сечения определяется из решения квадратного уравнения:

$$F_{вх} = b_0(r_a - r_b) + (r_{вх} - r_a)b_{вх} - \frac{(b_{вх} - b_0)^2}{2} \cdot tg15^\circ \quad (3.28)$$

Отбрасывая один из корней, получаем $b_{вх} = 4{,}07$ м.

Дальнейший расчет бетонной спиральной камеры выполняется аналитическим методом. Воспользуемся следующими соотношениями и сведем расчеты в таблицу 3.6:

$$a_i = r_i - r_a \quad (3.29)$$

$$m_i = k_2 \cdot a_i^2 \quad (3.30)$$

$$k^2 = \frac{m_{вх}}{a_{вх}^2} \quad (3.31)$$

$$b_i = m_i + b_0 \quad (3.32)$$

$$r_k = r_a + m_i \cdot tn15^\circ \quad (3.33)$$

Значение интеграла для любого сечения вычисляем по формуле (3.34):

$$J_i = b_0 \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_b}\right) + b_i \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right) - r_k \cdot ct\gamma \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right) + m_i \quad (3.34)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i^O = \frac{180}{J_{\text{вх}}} \cdot J_i \quad (3.35)$$

Величина площади сечения:

$$F_i = b_0(r_a - r_b) + (r_i - r_a)b_i - \frac{(b_i - b_0)^2}{2} tg15^\circ \quad (3.36)$$

Таблица 3.6 – Расчет бетонной спиральной камеры

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Вых
ri	6,96	6,57	6,18	5,80	5,41	5,03	4,64	4,25	3,87	3,48	3,10	2,71
bi	4,07	3,56	3,11	2,71	2,36	2,07	1,83	1,64	1,51	1,43	1,40	1,43
rk	3,82	3,68	3,56	3,45	3,36	3,28	3,21	3,16	3,13	3,11	3,10	3,11
rk/ra [1]	1,23	1,19	1,15	1,11	1,08	1,06	1,04	1,02	1,01	1,00	1,00	1,00
ln[1], [2]	0,21	0,17	0,14	0,11	0,08	0,06	0,04	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00
ri/ra [3]	2,24	2,12	1,99	1,87	1,75	1,62	1,50	1,37	1,25	1,12	1,00	0,87
ln[3], [4]	0,81	0,75	0,69	0,63	0,56	0,48	0,40	0,32	0,22	0,12	0,00	-0,13
bi· [4], [5]	3,29	2,68	2,15	1,69	1,31	1,00	0,74	0,52	0,33	0,17	0,00	-0,19
rk·ctgy [6]	14,25	13,74	13,28	12,88	12,54	12,24	12,00	11,81	11,68	11,60	11,58	11,60
[6]·[2]	2,96	2,35	1,83	1,38	1,00	0,68	0,43	0,24	0,11	0,03	0,00	0,0
mi	2,67	2,16	1,71	1,31	0,96	0,67	0,43	0,24	0,11	0,03	0,00	0,03
Ji	3,19	2,67	2,21	1,81	1,46	1,17	0,92	0,70	0,52	0,35	0,19	0,00
ф i	225	189	156	128	103	82	65	50	37	25	13	0
a i	3,86	3,47	3,08	2,70	2,31	1,93	1,54	1,15	0,77	0,38	0,0	-0,39

Далее строим график $r_i(\varphi_i)$ (рисунок 3.4).

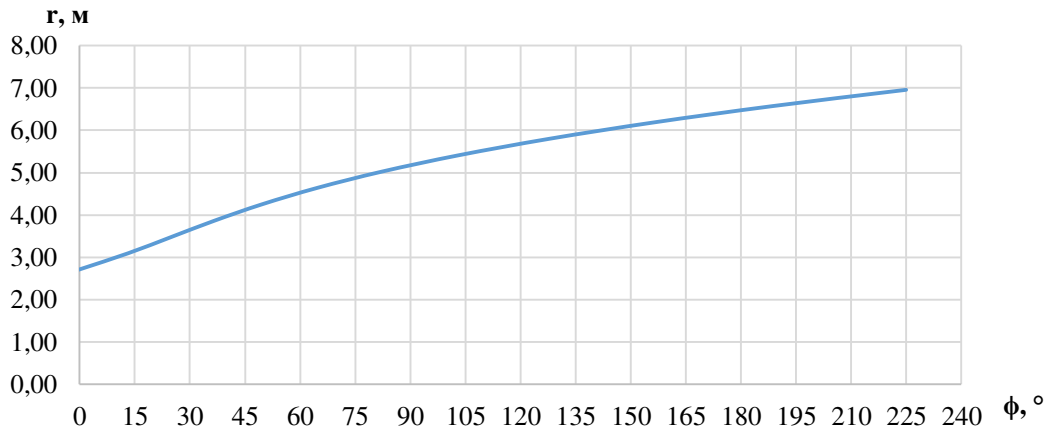


Рисунок 3.4 – Зависимость r_i от угла φ

Далее для построения спиральной камеры снимаются значения r_i через каждые 15° (таблица 3.7).

Таблица 3.7 – Значения r_i

ϕ, °	225	210	195	180	165	150	135	120	105	90	75	60	45	30	15	0
ri, м	6,98	6,79	6,65	6,49	6,3	6,12	5,9	5,7	5,45	5,18	4,86	4,54	4,13	3,65	3,17	2,71

По полученным данным строим спиральную камеру турбины ПЛ60-В-400 (рисунок 3.5).

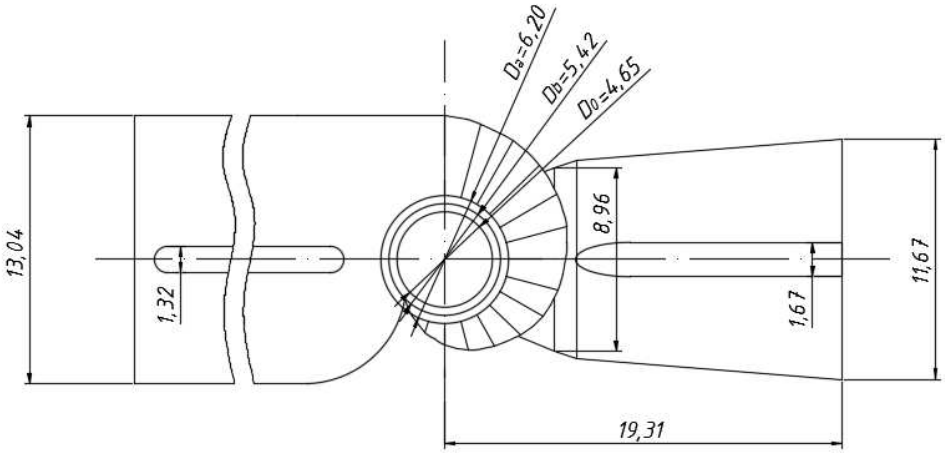


Рисунок 3.5 – Бетонная спиральная камера, вид сверху

При определении ширины водовода по ГУХ получено значение 11,72 м. Необходимо установить промежуточный бычок, ширина которого определяется по формуле (3.37):

$$b \geq 1 + \frac{Q_{max}}{400} = 1 + \frac{129,5}{400} = 1,32 \text{ м} \quad (3.37)$$

Ширина водовода с учетом ширины бычка:

$$B = B' + b = 11,72 + 1,32 = 13,04 \text{ м} \quad (3.38)$$

3.6 Расчет вала на прочность

Предварительный наружный диаметр вала:

$$D_{\text{в}}^{*} \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{\text{кр}}}{[\tau_{\text{доп}}]}\right)^{0,33} \quad (3.39)$$

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

Крутящий момент:

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot N_{\text{т}}}{n_{\text{синх}}} = \frac{0,00974 \cdot 52875}{187,5} = 2,75 \text{ МПа} \quad (3.40)$$

$$D_{в}^{*} = \left(5{,}1 \cdot \frac{2{,}75}{35}\right)^{0{,}33} = 0{,}739 \text{ м}$$

Из ряда стандартных значений принимаем $D_{в} = 750$ мм.

3.7 Расчет подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{рад} = 0{,}8 \cdot \left(\frac{N_{т}}{n_{синх} \cdot D_{1}}\right) = 0{,}8 \cdot \frac{52875}{187{,}5 \cdot 4{,}25} = 56{,}4 \text{ кН} \quad (3.41)$$

Диаметр вала под подшипником $d_{п}$, с учетом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше $D_{в}$: $d_{п}$=770 мм.

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_{п} \cdot h_{п}} \leq [p_{уд}], \text{кПа} \quad (3.42)$$

Где высота сегмента подшипника $h_{п}$ принимается 300 мм., при $D_{в} = (500 - 800)$ мм.

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U, \text{кПа} \quad (3.43)$$

$$U = \pi \cdot n_{синх} \cdot \frac{d_{п}}{30}, \frac{\text{м}}{\text{сек}} \quad (3.44)$$

Расчет:

$$p_{уд} = \frac{56{,}4}{0{,}77 \cdot 0{,}3} = 244{,}2 \text{ кПа}$$

$$U = 3{,}14 \cdot 187{,}5 \cdot \frac{0{,}77}{30} = 15{,}1 \frac{\text{м}}{\text{сек}}$$

$$[p_{уд}] = 29 \cdot 15{,}1 = 437{,}9 \text{ кПа}$$

Условие $p_{уд} \leq [p_{уд}]$ соблюдается.

Рассчитаем сегментный подшипник. Высота сегментов $h_{п} = 300$ мм, количество сегментов $Z_{сегм} = 8$.

Определяем усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_{1} = \frac{R_{рад}}{1 + 2 \cdot cos\alpha + 2\cos(2\alpha)} = \frac{56{,}4}{1 + 2\cos 45° + 2\cos(2 \cdot 45°)} = 23{,}4 \text{ кН} \quad (3.45)$$

$$\alpha = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360}{8} = 45° \quad (3.46)$$

Длина сегмента в окружном направлении:

$$l_{\text{сегм}} = 0{,}9\pi \cdot \frac{d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = 0{,}9 \cdot 3{,}14 \frac{0{,}77}{8} = 0{,}27 \text{ м} \quad (3.48)$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} = \frac{56{,}4}{0{,}27 \cdot 0{,}3} = 696{,}3 \text{ кПа} \quad (3.49)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U = 50 \cdot 15{,}1 = 755 \text{ кПа} \quad (3.50)$$

Условие $p_{\text{уд}} \leq [p_{\text{уд}}]$ соблюдается.

В обоих видах подшипниках вышесказанное условие соблюдается, но из-за более простой установки и эксплуатации выбирается сегментный подшипник.

3.8 Выбор гидрогенератора

Выбор гидрогенератора производится на основании величин мощности и синхронной частоты вращения турбины.

На имеющиеся параметры (n_{c1}=187,5 об/мин, $N_{\text{турб}}$=52,88 МВт) выбираем серийный генератор СВ-660/165-32. Основные характеристики гидрогенератора приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Основные характеристики гидрогенератора

Генератор	СВ-660/165-32
$S_{\text{ном}}$, МВА	67,1
$P_{\text{ном}}$, МВт	57
cos ϕ	0,85
$U_{\text{ном}}$, кВ	10,5
$I_{\text{ном}}$, кА	3,7
$n_{\text{ном}}$, об/мин	187,5
КПД, %	97,5
$D_{\text{рот}}$, мм	5850
Масса ротора, т	225
Исполнение	зонтичное

3.9 Выбор кранов

При выборе типов, количества и грузоподъемности кранов следует учитывать следующее:

1) Грузоподъемность крана должна быть больше массы ротора;

2) При количестве ГА на станции более пяти необходима установка дополнительного крана;
3) Климатические условия данной местности.

Исходя из массы ротора гидрогенератора и количества агрегатов более 5, а также из-за низких температур в данном регионе выбираем 2 мостовых крана КМ 160/32 А3/А5 грузоподъемностью 160/32 тонн, а также козловые краны грузоподъемностью 100 тонн.

3.10 Выбор МНУ

Выбор маслонапорной установки производится в соответствии с величинами максимального напора (H_{max} = 57 м) и диаметром рабочего колеса (D_1 = 4 м). Для определения типоразмера МНУ воспользуемся номограммой Я.Л. Духовного и Л.М. Шифрина (рисунок 3.6).

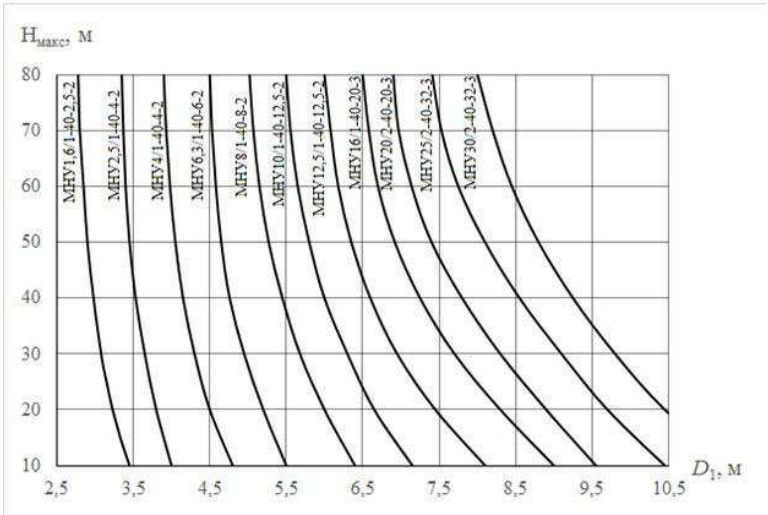


Рисунок 3.6 – Номограмма для предварительного выбора МНУ поворотно-лопастных турбин.

В соответствии с номограммой выбрана МНУ4/1-40-4-2 – маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 4 м^3, состоящим из одного сосуда на давление 4 Мпа, с маслонасосным агрегатом, имеющим сливной бак на 4 м^3 и 2 насоса.

3.11 Выбор электрогидравлического регулятора

Так как выбранная турбина относится к системе ПЛ-турбин, то необходимо выбрать ЭГР с двумя регулирующими органами (комбинатором). Таковым является электрогидравлический регулятор ЭГРК-2И1-100-4.

4 Электрическая часть

4.1 Исходные данные для проектирования

В таблице 4.1 представлены необходимые для дальнейших расчетов и выбора оборудования данные по энергосистеме, гидроузлу и гидрогенератору.

Таблица 4.1 – Номинальные данные генератора и энергосистемы

Расположение ГЭС	Якутия, р. Олекма, 37 км от г. Олекминск
Количество ГА	8
Установленная мощность, МВт	423
Техническое данные генератора:	СВ-660/165-32
Sном, МВА	67,1
Pном, МВт	57
cosϕ	0,85
Uном, кВ	10,5
Iном, кА	3,7
nном, об/мин	187,5
КПД, %	97,5
x"d	0,2
x'd	0,29
xd	1,04
Ifном, А	1090
Ufном, В	240
Кратность форсировки	1,9
ЛЭП, подстанции	ВЛ 220 кв "Чернышевский-Мирный-Ленск-Олекминск", ВЛ 220кВ "Сунтар-Олекминск" с ПС "Олекминск". Отпайка на НПС №14
ОДУ	Востока
РДУ	Якутское

Время использования установленной мощности $T_{max} = 3000$ ч/год.

Максимальная мощность собственных нужд ГЭС $P_{с.н.}$ принимается равной 1% от $P_{ГЭС}^{уст} = 423$ МВт, коэффициент мощности собственных нужд равен коэффициенту мощности генераторов $\cos\varphi_{с.н.} = \cos\varphi_{ном}$:

$$P_{сн} = 423 \cdot 0{,}01 = 4{,}23 \text{ МВт}$$

$$S_{сн} = \frac{P_{сн}}{\cos\varphi_{сн}} = \frac{4{,}23}{0{,}85} = 4{,}98 \text{ МВА} \quad (4.1)$$

Варианты структурных схем Олекмо-Чарской ГЭС представлены на рисунках 4.1, 4.2.

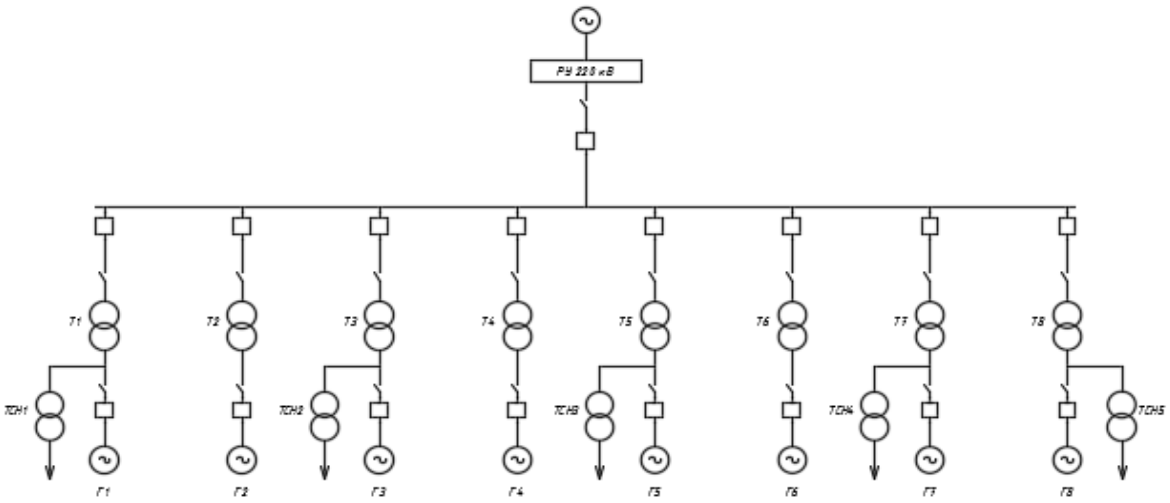


Рисунок 4.1 – Структурная схема с одиночными блоками.

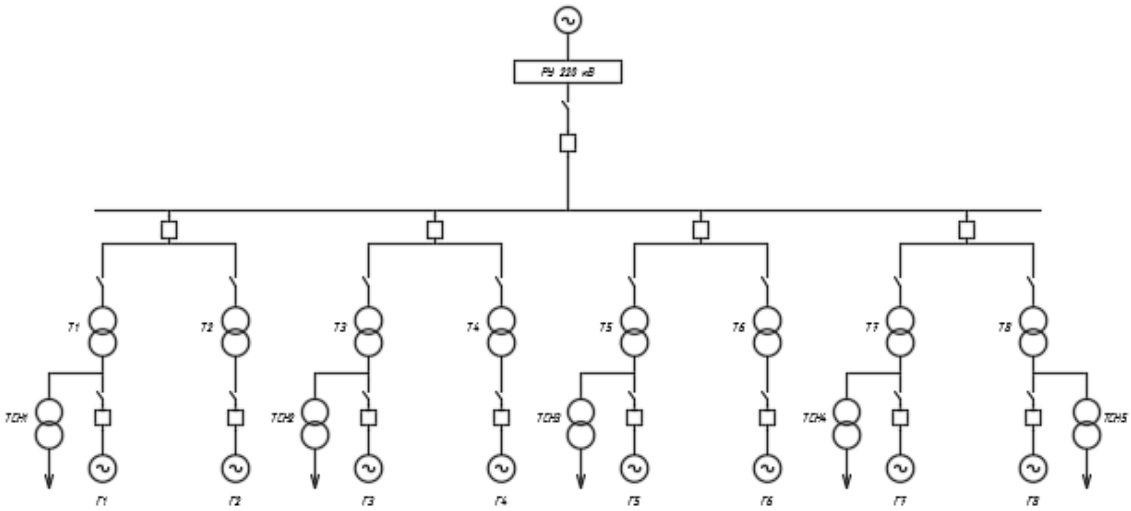


Рисунок 4.2 – Структурная схема с объединенными блоками.

4.2 Выбор силового оборудования

4.2.1 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночными блоками

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

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения: $S_{\text{пот}} = S_{\text{Г}} = 67{,}1$ МВА.

По каталогу ОАО "Тольятинский трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-80000/220. Параметры трансформатора приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Параметры трансформатора ТДЦ-80000/220

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ,%
		ВН	НН		ХХ	КЗ		
ТДЦ-80000/220-У1	80000	242	10,5	Yн/D-11	280	60	11,0	0,5

Трансформатор с принудительной циркуляцией масла и воздуха.

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с объединенными блоками

Для схемы с объединенными блоками выбирается также трансформатор ТДЦ -80000/220-У1.

4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

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

По каталогу завода «Силовые трансформаторы» (г. Челябинск) выбираются трансформаторы ТСЗ-6300/6(10)/0,4 в количестве 3. Каталожные данные представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-6300/6(10)/0,4

$S_{ном}$, кВА	$U_Н$, кВ		$U_к$, %	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_{хх}$, кВт
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$			
6300	10	0,4	8	8,5	1,92

Трансформатор сухой, герметичный.

4.3 Распределительное устройство

4.3.1 Выбор проводов отходящих воздушных линий

Суммарная мощность РУ:

$$S_{РУ} = n_{ген} S_{ген} - S_{сн} = 8 \cdot 67{,}1 - 4{,}98 = 532 \text{ МВА} \quad (4.3)$$

Число отходящих линий:

$$n = \frac{S_{\text{ру}} \cdot \cos\varphi_{\text{с}}}{P_{\text{нат}} \cdot K} + 1 = \frac{532 \cdot 0{,}85}{135 \cdot 1{,}2} + 1 = 4 \qquad (4.4)$$

где $P_{\text{нат}} = 135$ МВт – натуральная мощность линии 220 кВ
$K = 1{,}2$ – коэффициент пропускной способности для ЛЭП 220кВ

Вычисляется рабочий ток в линии:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{ру}}}{\sqrt{3} n_{\text{л}} U_{\text{ном}}} = \frac{532}{\sqrt{3} \cdot 4 \cdot 220} = 349 \text{ А} \qquad (4.5)$$

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

$$I_{\text{раб,ут}} = \frac{S_{\text{ру}}}{\sqrt{3}(n_{\text{л}} - 1) U_{\text{ном}}} = \frac{532}{\sqrt{3} \cdot (4-1) \cdot 220} = 465 \text{ А} \qquad (4.6)$$

Сечение проводов выбирается по расчетной токовой нагрузке:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб,ут}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t = 465 \cdot 1{,}05 \cdot 1{,}2 = 586 \text{ А} \qquad (4.7)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации;

α_t – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки $T_{\text{нб}}$ и коэффициент ее попадания в максимум энергосистемы.

Выбираем провод АС 240/32 с допустимым током $I_{\text{доп}} = 610$ А, $x_0 = 0{,}435$ Ом/км.

4.3.2 Выбор схемы распределительного устройства

Проектируемая станция находится в районе Крайнего Севера, поэтому целесообразно применить КРУЭ 220 кВ, так как климатические условия практически не сказываются на его работе.

В соответствии с [6] принимается схема с двумя системами сборных шин (рисунок 4.3).

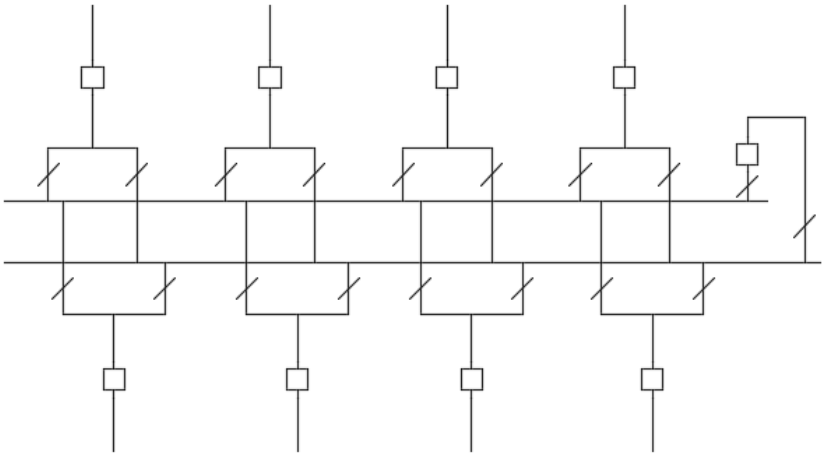


Рисунок 4.3 – Схема «две системы сборных шин»

4.4 Технико – экономический анализ

Приведенные затраты вычисляются по формуле:

$$З = Е_н \cdot К + u \quad (4.8)$$

где $Е_н$ – нормативный коэффициент, равный 0,15;
$К$ – суммарная стоимость оборудования;
u – издержки.

Суммарная стоимость оборудования равна:

$$К = К_Т + К_{ТСН} + К_{РУ} \quad (4.9)$$

где $К_Т$ –стоимость силовых трансформаторов;
$К_{ТСН}$ –стоимость трансформаторов собственных нужд;
$К_{РУ}$ – стоимость ячеек выключателей РУ.

Стоимость силовых трансформаторов и ячейки выключателей проводится по укрупненным показателям:
$К_Т = 17\,578\,000$ руб; $К_{яч} = 22\,560\,000$ руб; $К_{ТСН} = 976\,000$ руб.

Суммарная стоимость вычисляется по формуле (4.9):

$$К_{объед.бл.} = 17\,578\,000 \cdot 8 + 22\,560\,000 \cdot 9 + 976\,000 \cdot 5 = 348\,544\,000 \text{ руб};$$

$$К_{од.бл.} = 17\,578\,000 \cdot 8 + 22\,560\,000 \cdot 13 + 976\,000 \cdot 5 = 438\,784\,000 \text{ руб}.$$

Затраты умножаются на территориальный коэффициент , для республики Якутия равный 1,9, а также на коэффициент 1,6, учитывающий изменение цен с 2012 года:

$$К1 = 348\,544\,000 \cdot 1{,}9 \cdot 1{,}6 = 1\,059\,573\,760 \text{ руб};$$

$$К2 = 438\,784\,000 \cdot 1{,}9 \cdot 1{,}6 = 1\,333\,903\,360 \text{ руб.}$$

Издержки вычисляются по формуле:

$$u = \Delta P \cdot y_0 \cdot T_{max} \tag{4.10}$$

где y_0 –себестоимость электроэнергии на станции, принимается равной 1 руб/кВт·ч;

ΔP – потери в трансформаторах;

T_{max} – максимальное число часов работы

$$u_{80} = \left(\Delta P_{\text{к}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{ном}}}\right)^2 + \Delta P_{\text{х}})\right) \cdot y_0 \cdot T_{max} = \tag{4.11}$$

$$= \left(280 \cdot \left(\frac{67100}{80000}\right)^2 + 60\right) \cdot 1 \cdot 3000 = 770941 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные затраты:

$$З_{\text{объед.бл}} = 0{,}15 \cdot 1\,059\,573\,760 + 770941 \cdot 8 = 165\,103\,592 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{од.бл}} = 0{,}15 \cdot 1\,333\,903\,360 + 770941 \cdot 8 = 206\,253\,032 \text{ руб.}$$

Разница между затратами по вариантам составляет 20%, следовательно, окончательно выбираем структурную схему с объединенными блоками.

4.5 Расчет токов короткого замыкания

Расчет тока КЗ производится в ПК RastrWin3 в соответствии с методическими указаниями [9,15]. Ниже определены величины, необходимые для расчета:

1) Коэффициент трансформации

$$K_T = \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} = \frac{10{,}5}{242} = 0{,}043 \tag{4.12}$$

2) Сопротивление трансформатора

$$X_T = \frac{U_{K\%} \cdot U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot S_{\text{н}}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 80} = 80{,}53 \text{ Ом} \quad (4.13)$$

3) Сопротивление генератора

$$X_{\Gamma} = X_d^{''} \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}}} = 0{,}2 \frac{10{,}5^2}{67{,}1} = 0{,}33 \text{ Ом} \quad (4.14)$$

4) Сопротивление сети

$$X_{\text{С}} = \frac{U_C^2}{S_{\text{кз}}} = \frac{220^2}{150} = 322{,}67 \text{ Ом} \quad (4.15)$$

5) Сопротивление линии

$$X_{\text{Л}} = X_{0,\text{уд}} \cdot l = 0{,}435 \cdot 37 = 16 \text{ Ом}. \quad (4.16)$$

На рисунках 4.4, 4.5, 4.6 представлены данные по узлам, ветвям и источниками мощности, необходимые ПК RastrWin3 для расчетов тока короткого замыкания.

Узлы/Несим/ИД | Ветви/Несим/ИД | Генератор/Несим | Состав/Несим

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1				у	1			220
2				у	2			220
3				зак	3			220
4				у	4			220
5				зак	5			220
6				у	6			220
7				зак	7			220
8				у	8			220
9				зак	9			220
10				у	10			220
11				у	11			10
12				у	12			10
13				у	13			220
14				зак	14			10
15				зак	15			10
16				у	16			220
17				зак	17			10
18				зак	18			10
19				у	19			220
20				зак	20			10
21				зак	21			10

Рисунок 4.4 – Узлы

Узлы/Несим/МД | Ветви/Несим/МД | Генератор/Несим | Состав/Несим

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Кт/i	Кт/r	r0	x0
1	☐		Выкл		Выкл	1	2		-								
2	☐		Выкл		Выкл	1	4		-								
3	☐		Выкл		Выкл	1	6		-								
4	☐		Выкл		Выкл	1	8		-								
5	☐		ЛЭП		ЛЭП	2	3		-		16,10						16,100
6	☐		ЛЭП		ЛЭП	4	5		-		16,10						16,100
7	☐		ЛЭП		ЛЭП	6	7		-		16,10						16,100
8	☐		ЛЭП		ЛЭП	8	9		-		16,10						16,100
9	☐		Выкл		Выкл	1	10		-								
10	☐		Выкл		Выкл	1	13		-								
11	☐		Выкл		Выкл	1	16		-								
12	☐		Выкл		Выкл	1	19		-								
13	☐		Тр-р		Тр-р	10	11		-		80,53				0,043		80,530
14	☐		Тр-р		Тр-р	10	12		-		80,53				0,043		80,530
15	☐		Тр-р		Тр-р	13	14		-		80,53				0,043		80,530
16	☐		Тр-р		Тр-р	13	15		-		80,53				0,043		80,530
17	☐		Тр-р		Тр-р	16	17		-		80,53				0,043		80,530
18	☐		Тр-р		Тр-р	16	18		-		80,53				0,043		80,530
19	☐		Тр-р		Тр-р	19	20		-		80,53				0,043		80,530
20	☐		Тр-р		Тр-р	19	21		-		80,53				0,043		80,530

Рисунок 4.5 – Ветви

Узлы/Несим/МД | Ветви/Несим/МД | Генератор/Несим | Состав/Несим

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Система	3		322,670		322,670		322,670	220,000
2			2	Система	5		322,670		322,670		322,670	220,000
3			3	Система	7		322,670		322,670		322,670	220,000
4			4	Система	9		322,670		322,670		322,670	220,000
5			5	Генератор	11		0,330		0,330		0,330	10,500
6			6	Генератор	12		0,330		0,330		0,330	10,500
7			7	Генератор	14		0,330		0,330		0,330	10,500
8			8	Генератор	15		0,330		0,330		0,330	10,500
9			9	Генератор	17		0,330		0,330		0,330	10,500
10			10	Генератор	18		0,330		0,330		0,330	10,500
11			11	Генератор	20		0,330		0,330		0,330	10,500
12			12	Генератор	21		0,330		0,330		0,330	10,500

Рисунок 4.6 – Источники мощности

Результаты расчетов тока КЗ сведены в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Величины токов короткого замыкания

№ точки КЗ	Тип	$I_{п.0}$, кА	$i_у$, кА
К1	1ф	8,3	14,2
К1	3ф	5,9	10,0
К2	3ф	48,3	126,8

На рисунке 4.7 указаны места протекания токов короткого замыкания.

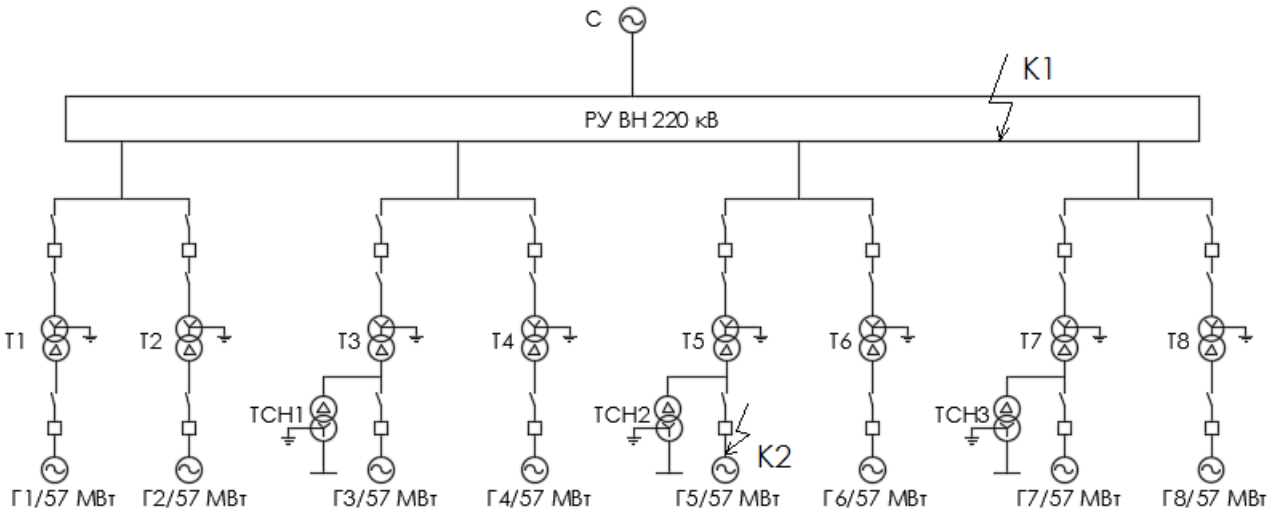


Рисунок 4.7 – Расчетные токи КЗ

4.6 Выбор электрических аппаратов

4.6.1 Выбор генераторного выключателя

Генераторный выключатель выбирается по следующим условиям:

1) $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном,г}}$
2) $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{Граб}\,max}$
3) $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$

$$I_{\text{Г раб}\,max} = 1{,}05 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Г ном}}} = 1{,}05 \cdot \frac{67{,}1}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 3{,}87 \text{ кА}. \quad (4.17)$$

По каталогу компании «Высоковольтный союз» (г. Екатеринбург) выбираем вакуумный выключатель ВГГ-10-63/5000-У3. Его основные параметры представлены ниже:

1) $U_{\text{ном}}$ = 10 кВ
2) $U_{\text{раб max}}$ = 12 кВ
3) $I_{\text{ном}}$ = 5000 А ($\geq I_{\text{Граб}\,max}$)
4) $I_{\text{откл}}$ = 63 кА ($\geq I_{\text{по}} = 48{,}3$ кА)
5) $i_{\text{д}}$ = 161 кА ($\geq i_{\text{уд}}$ = 126,8 кА)
6) $I_{\text{терм}}$ = 63 кА
7) $t_{\text{откл}}$ = 100 мс
8) $t_{\text{терм}}$ = 3 с

Проверка на термическую стойкость:

$$B_{\text{к,расч}} = I_{\text{по}}^2 \left(t_{\text{откл}} + t_{\text{рз}}\right) = 48{,}3^2 (0{,}1 + 0{,}01) = 256{,}6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.18)$$

$$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 63^2 \cdot 3 = 11\,907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.19)$$

$B_{к,ном} > B_{к,расч}$, следовательно, выключатель подходит.

4.6.2 Выбор разъединителя

Разъединитель выбирается по следующим условиям:

1) $U_{ном} \geq U_{ном,г}$
2) $I_{ном} \geq I_{Граб\,max}$
3) $B_{к,ном} \geq B_{к,расч}$
4) $i_{д} \geq i_{уд}$.

По каталогу «ЗЭТО» (г. Великие Луки) выбираем разъединитель РРЧЗ-20/6300 МУ3. Его основные параметры:

1) $U_{ном}$ = 20 кВ
2) $I_{ном}$ = 6300 А($\geq I_{Граб\,max}$)
3) $i_{д}$ = 700 кА($\geq i_{уд}$ = 126,8 кА)
4) $I_{терм}$ = 200 кА
5) $t_{терм}$ = 80 с

Проверка разъединителя на термическую стойкость:

$$B_{к,расч} = I_{по}^2\left(t_{откл} + t_{рз}\right) = 48{,}3^2(0{,}1 + 0{,}01) = 256{,}6\ кА^2 \cdot с \qquad (4.20)$$

$$B_{к,ном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 200^2 \cdot 80 = 3\ 200\ 000\ кА^2 \cdot с \qquad (4.21)$$

$B_{к,ном} > B_{к,расч}$, следовательно, разъединитель подходит.

4.6.3 Выбор системного анализатора и синхронизатора

Выбираем системный анализатор компании «Прософт - Системы» (г. Екатеринбург) АПКЭ – 1 с мощностью потребления $P_{пот} = 65$ Вт и синхронизатор компании АСУ – ВЭИ (г. Москва) АС – М3 с мощностью потребления $P_{пот} = 15$ Вт.

4.6.4 Выбор трансформатора тока и напряжения

Трансформатор тока и трансформатор напряжения выбираются по загрузке, максимальному рабочему току и напряжению.

По каталогу «Свердловского завода трансформаторов тока» выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛП-10 – заземляемый трансформатор напряжения со встроенным предохранительным устройством. Его технические характеристики приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Характеристики ЗНОЛП-10

Наименование параметра	ЗНОЛП-10
Класс напряжения, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Ном-е напряжение первичной обмотки, В	10500/√3
Ном-е напряжение осн-й вторичной обмотки, В	100/√3
Ном-е напряжение доп-й вторичной обмотки, В	100/3
Предельная мощность, ВА	630
Предельный допус-й длит-й первичный ток, А	0,1
Номинальная частота, Гц	50

Также по каталогу «Свердловского завода трансформаторов тока» выбираем трансформатор тока ТОЛ-10-М-4. Его технические характеристики приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Характеристики ТОЛ-10-М-4

Наименование параметра	ТОЛ-10-М-4
Класс напряжения, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный вторичный ток, А	5
Номинальный первичный ток, А	4000
Количество вторичных обмоток	4
Ток термической стойкости, кА	61
Ток электродинамической стойкости, кА	152,5

4.6.5 Выбор КРУЭ

По каталогу завода «Электроаппарат» (г. Санкт-Петербург) выбираем КРУЭ серии ЯГГ-220. Его основные параметры:

1) $U_{ном}$ = 220 кВ
2) $I_{ном\ откл}$ = 50 кА
3) $i_д$ = 125 кА
4) $I_{терм}$ = 50 кА
5) $t_{терм}$ = 3 с

4.6.6 Выбор трансформаторов напряжения для схемы СН

По каталогу «ВЭК» (г. Самара) выбираем трансформатор напряжения НТС-0,5 УХЛ4.

4.7 Главная схема ГЭС

Электрическая схема СН Олекмо-Чарской ГЭС выполнена с одним напряжением 0,4 кВ.

Проект Олекмо – Чарской ГЭС выполняет все требования Технической политики ОАО «РусГидро» [5].

Согласно стандарту [10] необходимо предусматривать не менее двух независимых источников питания при любом режиме работы станции, в том числе при отключении одного из независимых источников питания. На Олекмо-Чарской ГЭС в качестве источников питания будут приняты:

– дизель-генераторная установка 2000 кВт на U = 0,4 кВ (2 шт.);

– ПС «Усть-Чара 35 кВ» (выбран повышающий трансформатор ТМ – 6300 35/0,4 компании «НОМЭК» г. Екатеринбург).

Главная схема представлена на чертеже «Главная схема электрических соединений Олекмо – Чарской ГЭС». Вычерчивание выполнено с учетом требований стандартов [11], [12], [13].

5 Устройства РЗ и А

5.1 Технические данные оборудования

В таблицах 5.1 и 5.2 представлены необходимые для расчета уставок устройств РЗ и А параметры основного силового оборудования – гидрогенератора и силового трансформатора.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ 660/165-32
мощность номинальная	полная, МВА	67,1
	активная, МВт	57
номинальное напряжение, кВ		10,5
коэффициент мощности cos φ		0,85
частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		187,5
номинальный ток статора, А		3690
ток ротора при номинальной нагрузке, А		1090
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке, В		240
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное x_d	1,04
	переходное x'_d	0,29
	сверхпереходное x''_d	0,2
индуктивное сопротивление обратной последовательности x_2		0,201
емкость обмотки статора, мкФ/фазу		0,82
тип возбуждения		электромашинное

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ-80000/220
мощность номинальная, МВА	80
номинальное напряжение, кВ	242
напряжение короткого замыкания, %	11
группа соединений	Yн/Δ

5.2 Перечень защит блока генератор – трансформатор – линия

В соответствии с ПУЭ [16, глава 3] принимаются к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ – 660/165-32 – 67,1 МВА:

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Токовая защита от внешних симметричных КЗ;
- Защита от асинхронного хода с потерей возбуждения;
- Защита от симметричной перегрузки обмотки статора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий
- Защита от длительной форсировки
- Защита ротора от замыканий на землю в одной точке;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ-80000/220:

- Продольная дифференциальная защита (от внутренних междуфазных повреждений и повреждений на выводах обмоток трансформатора);
- Газовая защита (от внутренних повреждений);
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения трансформатора);
- Токовая защита обратной последовательности (от внешних несимметричных КЗ и перегрузок);
- МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);
- Контроль уровня масла в расширительном баке;
- Защита от однофазных замыканий на землю в сети 220кВ;
- Контроль изоляции сети 10,5 кВ;
- Защита от перегрузки (резервная защита).

Защиты воздушных линий 220кВ:

- Дифференциально–фазная высокочастотная защита(от всех видов КЗ);

Резервные защиты:

- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);
- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
- УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).
-

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

- Дифференциальная защита;
- Газовая защита;
- МТЗ на стороне 10,5 кВ;
- Защита от перегрузки;
- Защита устройств РПН.

5.3 Расчет номинальных токов

Для дальнейшего расчета защит необходимо определить номинальные токи на генераторном и высшем напряжениях.

Номинальный ток на генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{1} = \frac{S_{\text{ном,г}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{67{,}1\cdot 10^{3}}{\sqrt{3}\cdot 10{,}5} = 3690\ \text{А} \tag{5.1}$$

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

$$I_{\text{нг}}^{2} = \frac{I_{\text{нг}}^{1}\cdot K_{\text{сх}}}{\eta_{\text{тт}}} = \frac{3690\cdot 1}{4000/5} = 4{,}61\ \text{А} \tag{5.2}$$

Номинальный ток на высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{\text{вн}}^{1} = \frac{\text{S}_{\text{ном,т}}}{\sqrt{3}\text{U}_{\text{вн}}} = \frac{80\cdot 10^{3}}{\sqrt{3}\cdot 242} = 190{,}86\ \text{А} \tag{5.3}$$

Номинальный ток высшего напряжения, приведенный к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{вн}}^{2} = \frac{I_{\text{вн}}^{1}\cdot K_{\text{сх}}}{\eta_{\text{тт}}} = \frac{190{,}86\cdot 1}{400/1} = 0{,}48\ \text{А} \tag{5.4}$$

$$I_{\text{г_}d\text{Т}}^{1} = \frac{S_{\text{ном,т}}\cdot 10^{3}}{\sqrt{3}\cdot U_{\text{ном}}} = \frac{80\cdot 10^{3}}{\sqrt{3}\cdot 10{,}5} = 4399\ \text{А} \tag{5.5}$$

$$I_{\text{г_}d\text{Т}}^{2} = \frac{I_{\text{г_}d\text{Т}}^{1}}{\eta_{\text{тт}}} = \frac{4399}{4000/5} = 5{,}5\ \text{А} \tag{5.6}$$

5.4 Описание защит и расчет их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{\text{СР}} < 0{,}2 \cdot I_{\text{Н}}$) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

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

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = \text{К}_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{НОМ}} = 0{,}5 \cdot 0{,}1 \cdot 3690 = 184{,}5 \text{ А} \quad (5.7)$$

где $\text{К}_{\text{ОДН}} = 0{,}5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;
$f_i = 0{,}1$ – относительная погрешность трансформаторов тока.

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{СР.О}} \geq K_{\text{Н}} \cdot \text{К}_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 2 \cdot 0{,}5 \cdot 0{,}1 \cdot I_{\text{Н}} = 0{,}1 \cdot I_{\text{Н}} \quad (5.8)$$

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

Принимаем уставку:

$$I_{\text{СР.О}} = 0{,}15 \cdot I_{\text{Н}} \quad (5.9)$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = \text{К}_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot \text{К}_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}} \quad (5.10)$$

где $\text{К}_{\text{АП}} = 2$ – коэффициент апериодической составляющей;
$f_i = 0{,}1$ – относительная погрешность трансформаторов тока;
$\text{К}_{\text{ОДН}} = 0{,}5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_{\text{г}}''}{x_d''} \cdot I_{\text{Н}} = \frac{1{,}12}{0{,}2} \cdot 3690 = 20664 \text{ А} \quad (5.11)$$

где $E_{\text{г}}''$ – сверхпереходная ЭДС генератора

x_d'' – сверхпереходное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Таким образом, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0{,}1 \cdot 0{,}5 \cdot 20664 = 2066{,}4 \text{ А}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{Т}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{Т}}} \quad (5.12)$$

$$K_{\text{Т}} > \frac{2066{,}4 \cdot 2}{20664}$$

$$K_{\text{Т}} > 0{,}2$$

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

$I_{\text{Т}}$ – ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку $K_{\text{Т}} = 0{,}3$.

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

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*\text{СР}}}{\text{К}_{\text{Т}}} = \frac{0{,}15}{0{,}3} = 0{,}5 \quad (5.13)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*\text{СР}}}{\text{К}_{\text{Т}}} = \frac{0{,}15}{0{,}4} = 0{,}5. \quad (5.14)$$

Принимаем типовое значение уставки В = 1,5.

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах КЗ в зоне действия предусматривается токовая отсечка с током срабатывания 2÷12 от номинала.

Принимаем значение уставки:

$$I_{\text{отс}} = 5 \cdot I_{\text{ном}} \tag{5.15}$$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

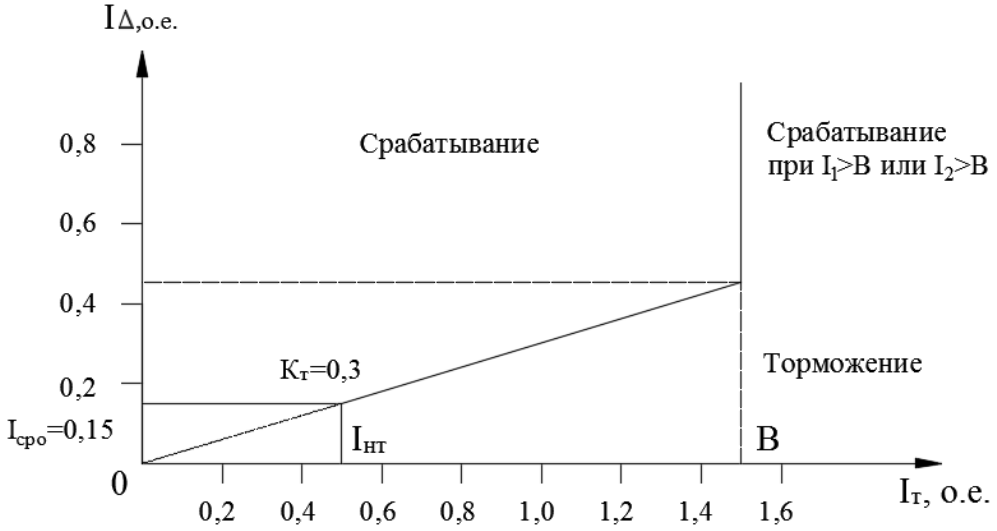


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической

индукцией силового трансформатора блока ($U_{0\ эл.ст.}$) при КЗ на землю на стороне ВН.

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

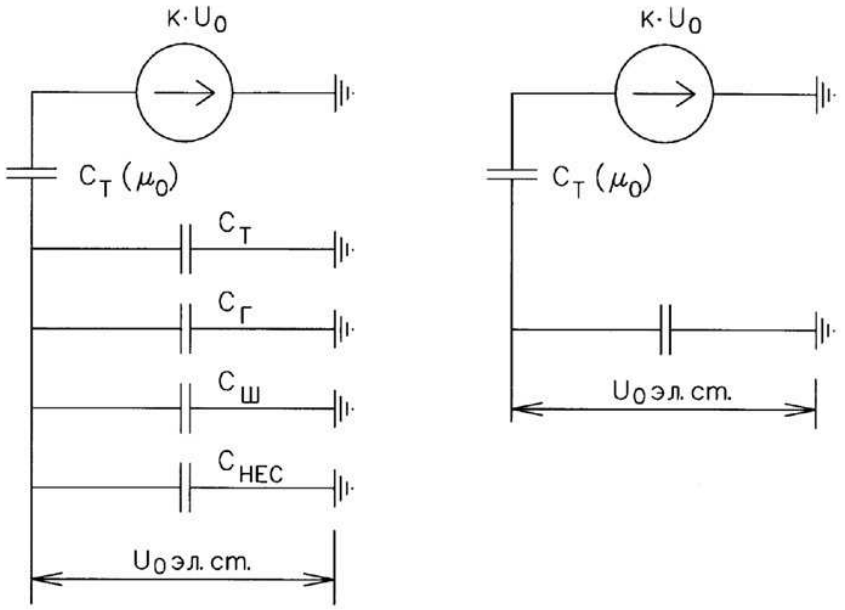


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

$C_Г$ – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
$C_Т$ – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
$C_Ш$ – емкость шинопровода по отношению к земле;
Свг – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_\Sigma = C_Т + C_Г + C_Ш + C_{ВГ} = 0{,}00733 + 0{,}82 + 0{,}008 + 0{,}29 = \quad (5.16)$$

$$= 1{,}13\ \frac{мкФ}{фазу}$$

$$U_{0\ эл.ст} = К \cdot U_0 \cdot \frac{C_Т(\mu_0)}{C_Т(\mu_0)+C_\Sigma} \quad (5.17)$$

где К – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке ВН трансформатора (для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью, К = 0,5);

$C_Т(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы траснформатора, $C_Т(\mu_0) = 0{,}009\ \frac{мкФ}{фазу}$;

U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора. Принимается равным:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}}/\sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46{,}6 \text{ кВ} \quad (5.18)$$

Суммарный емкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_C = 1{,}73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot \text{C}_\Sigma = 1{,}73 \cdot 10500 \cdot 314 \cdot 1{,}13 \cdot 10^{-6} = 6{,}45 \text{ А} \quad (5.19)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 110 кВ:

$$U_{0\ \text{ЭЛ.СТ.}} = 0{,}5 \cdot 46600 \cdot \frac{0{,}009}{0{,}009+1{,}13} = 184{,}8 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{\text{К}_\text{Н}}{\text{К}_\text{В}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0\ \text{ЭЛ.СТ}} \quad (5.20)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1{,}5}{0{,}95} \cdot \frac{3 \cdot 184{,}8}{\frac{10500}{\sqrt{3} \cdot \frac{100}{3}}}$$

$$U_{\text{СР}} \geq 4{,}81,$$

где $\text{К}_\text{Н} = 1{,}5$ – коэффициент надежности;
$n_{\text{ТН}}$ – коэффициент трансформации ТН;
$\text{К}_\text{В} = 0{,}95$ – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 6 В действует с выдержкой времени 9,0 с на сигнал; U_{02G} с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5мс 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.

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

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

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от $K_\text{Т}$:

$$X = \frac{1}{К_Т + 2} \quad (5.21)$$

При $K_Т = 1{,}2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 31,3 % обмотки статора со стороны нейтрали. Уставка срабатывания U_{03} принимается минимальной и равной 0,2 В.

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

5.4.3 Защита от повышения напряжения (U_1>), (U_2>)

1) Уставка защиты U_2> выбирается:

$$U_{СР2} = \frac{1{,}4 \cdot U_Н}{n_{ТН}} = \frac{1{,}4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В} \quad (5.22)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган U_1> с уставкой $1{,}2 \cdot U_Н$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

U_1> вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка U_1> рассчитывается:

$$U_{СР1} = \frac{1{,}2 \cdot U_Н}{n_{ТН}} = \frac{1{,}2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.23)$$

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

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

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

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_Н}, \quad (5.24)$$

где I_2– ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,

$I_{\text{Н}}$– номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \tag{5.25}$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

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

$$I_{2\text{СИГН}} = 0{,}07 \cdot I_{\text{Н}} \tag{5.26}$$

2) Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2выше 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.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{\text{А}}{t}} = \sqrt{\frac{30}{600}} = 0{,}22. \tag{5.27}$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{\text{К}_{\text{Н}}} = \frac{0{,}22}{1{,}2} = 0{,}19, \tag{5.28}$$

где $\text{К}_{\text{Н}} = 1{,}2$ – коэффициент надежности.

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0{,}19 \cdot I_{\text{Н}} \tag{5.29}$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0{,}19$, по формуле (5.25):

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{30}{0{,}19^2} \approx 831 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{30}{(I_{*2})^2} \tag{5.30}$$

$$\text{А}_{\text{ИО}} = 30 = {I_{*2}}^2 \cdot t_{\text{СР}} \tag{5.31}$$

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/Iн	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500

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

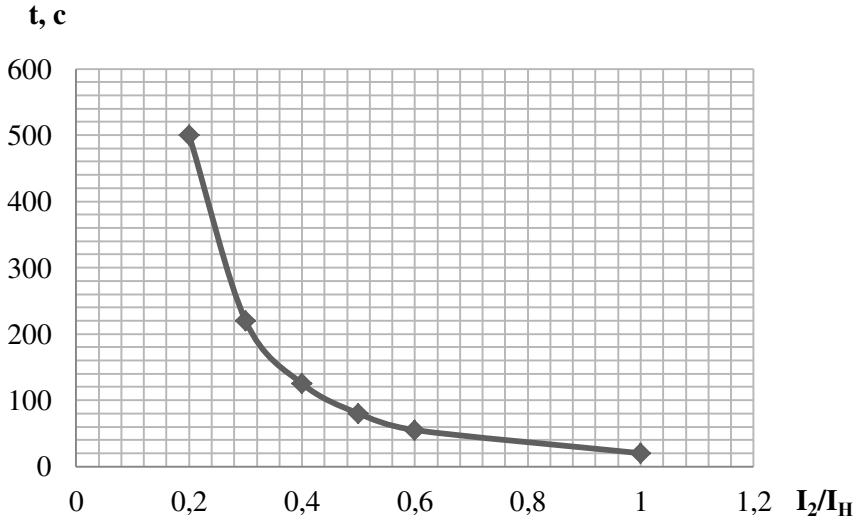


Рисунок 5.3 - Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{мин}$ = 20 с, $t_{макс}$ = 600 с.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от

максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ($I_{охл}$) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{охл}$= 100с).

4) Орган токовой отсечки ($I_{2ОТС}$) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ:

$$I_{2С.З.} \leq \frac{I_2^{(2)}}{К_ч} \tag{5.32}$$

$$I_{2(ВН)}^{(2)} = \frac{1}{2X_d'' + 2X_Т} = \frac{1}{2 \cdot 0{,}2 \cdot \left(\frac{220}{10{,}5}\right)^2 + 2 \cdot 0{,}11} = 0{,}006 \tag{5.33}$$

где X_d'' − сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;
$X_Т$ − сопротивление трансформатора в относительных единицах;

$$I_2^{(2)} = 2I_{2(ВН)}^{(2)} \cdot k_т = 2 \cdot 0{,}006 \cdot \frac{220}{10{,}5} = 0{,}25 \tag{5.34}$$

$$I_{2С.З.} \leq \frac{0{,}25}{1{,}2};\ I_{2С.З.} \leq 0{,}21 I_{ном}$$

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$I_{2С.З.} \leq \frac{I_{2МИН}^{(2)}}{К_ч} \tag{5.35}$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2\text{МИН(ВН)}}^{(2)} = \frac{1}{2X_d'' + 2X_\text{Т} + 2X_\text{Л}} = \tag{5.36}$$

$$= \frac{1}{2 \cdot 0{,}2 \cdot \left(\frac{220}{10{,}5}\right)^2 + 2 \cdot 0{,}11 + 2 \cdot 0{,}435 \cdot 37 \frac{80}{220^2}} = 0{,}006 \text{ о. е.}$$

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = 2I_{2(\text{ВН})}^{(2)} \cdot k_\text{т} = 2 \cdot 0{,}006 \cdot \frac{220}{10{,}5} = 0{,}25 \text{ о. е.} \tag{5.37}$$

$$I_{2\text{С.З.}} \leq \frac{0{,}25}{1{,}2};\ I_{2\text{С.З.}} \leq 0{,}21 I_\text{ном}$$

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

5.4.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{1\text{СИГН}} = \frac{K_\text{Н} \cdot I_\text{Н}}{K_\text{В}} = \frac{1{,}05 \cdot I_\text{Н}}{0{,}98} = 1{,}07 \cdot I_\text{Н}, \tag{5.38}$$

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

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

Выдержка времени $t = 0{,}9$ с.

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

Уставка пускового органа:

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1{,}08 \cdot I_\text{Н}}{0{,}98} = 1{,}1 \cdot I_\text{Н}. \tag{5.39}$$

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

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

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

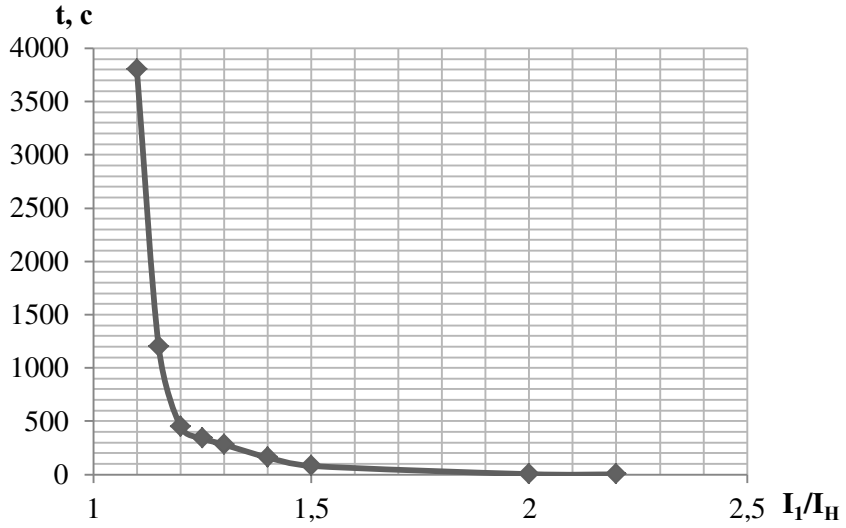


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{ОТС}} = \frac{1{,}2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0{,}98} = 1{,}224 \cdot I_{\text{НОМ}} \qquad (5.40)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_{\Gamma} <$. Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{СР}} = \frac{0{,}68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{Т}}} = \frac{0{,}68 \cdot 10500}{1{,}03 \cdot 10500/100} = 66 \text{ В.} \quad (5.41)$$

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

5.4.6 Дистанционная защита генератора $(\boldsymbol{Z_1} <), (\boldsymbol{Z_2} <)$

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 1 с. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

Z_1, приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ:

$$Z_1 \leq 0{,}8 \cdot Z_{\text{т}} + \frac{0{,}8}{\text{К}_{\text{т}}} \cdot Z_{\text{л}} = 0{,}8 \cdot 72{,}7 + \frac{0{,}8}{4} \cdot 17{,}6 = 61{,}7 \text{ Ом} \quad (5.42)$$

В относительных единицах:

$$Z_{1\text{о.е.}} \leq 0{,}8 \cdot 0{,}11 \cdot \frac{67{,}1}{80} + \frac{0{,}8}{4} \cdot \frac{67{,}1}{242^2} \cdot 17{,}6 = 0{,}078$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1\text{о.е.}} \cdot Z_{\text{б}} = 0{,}078 \cdot 1{,}64 = 0{,}13 \text{ Ом} \quad (5.43)$$

$$Z_{\text{б}} = \frac{U_{\text{б}}^2}{S_{\text{Г}}} = \frac{10{,}5^2}{67{,}1} = 1{,}64 \quad (5.44)$$

Уставка на реле равна:

$$Z_{1\text{С.З.}} = Z_1 \cdot \frac{n_{\text{Т}}}{n_{\text{Н}}} = 0{,}13 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10{,}5}{0{,}1}} = 1 \text{ Ом} \quad (5.45)$$

Принимаем уставку $Z_I = 1$ Ом.

2) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Принимаем, исходя из рассчитанных данных уставку 30 Ом/сек.

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 3690} = 1{,}64 \text{ Ом} \quad (5.46)$$

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 и напряжения на зажимах статора $0{,}95U_{\text{Н}}$ (без учета насыщения):

$$I_{\text{ф}} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.ХХ}}} - 0{,}95}{X_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1090}{450} - 0{,}95}{1{,}04} = 3{,}74 \text{ А} \quad (5.47)$$

где $I_{\text{В.ХХ}}$ – 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 $2{,}5 \cdot I_{\text{НОМ}}$.

Сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.ф}} = \frac{0{,}95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\text{ф}}} \cdot Z_{\text{б}} = \frac{0{,}95 \cdot 1}{2{,}5} \cdot 1{,}64 = 0{,}62 \text{ Ом} \quad (5.48)$$

$$cos\varphi_{\text{нагр.ф}} = \frac{cos\varphi_{\text{Н}}}{0{,}95 \cdot I_{\text{ф}}} = \frac{0{,}85}{0{,}95 \cdot 2{,}5} = 0{,}36 \quad (5.49)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки $\varphi_{\text{нагр.ф}} \approx 69°$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{С.З}II} = \frac{Z_{\text{НАГР.ф}}}{\text{К}_{\text{Н}}} = \frac{0{,}62}{1{,}1} = 0{,}56 \text{ Ом} \quad (5.50)$$

Значение уставки на реле:

$$Z_{\text{СР } II} = \frac{Z_{\text{С.З}II} \cdot n_{\text{Т}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0{,}56 \cdot 4000/5}{10500/100} = 4{,}3 \text{ Ом} \quad (5.51)$$

Принимаем уставку $Z_{II} = 4{,}3$ Ом.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты приведена на рисунке 5.5.

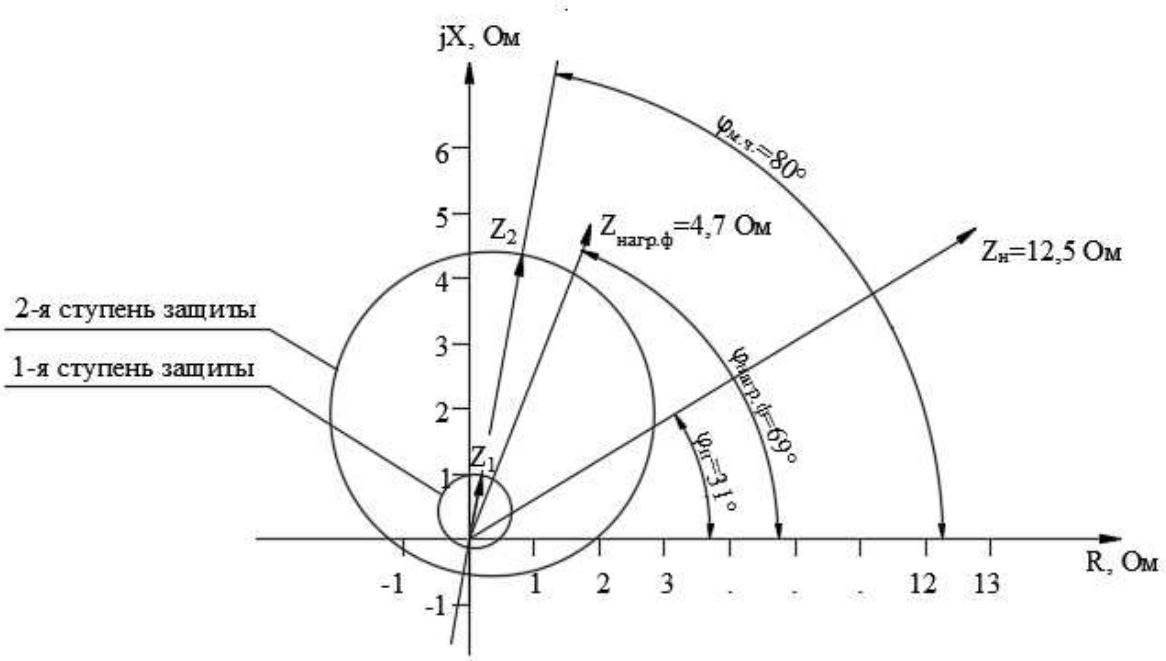


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения: $Z_{\text{СМ1}} = 0{,}12$ Ом, $Z_{\text{СМ}II} = 0{,}52$ Ом.

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

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, с выдержкой времени 1 с на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом АРЗ.

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

5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P\ \text{СИГН.}} = \frac{\text{К}_\text{Н} \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{K_\text{В}} = \frac{1{,}05 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0{,}98} = 1{,}07 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}. \quad (5.52)$$

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

$$I_{P\ \text{ПУСК.}} = \frac{1{,}2 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0{,}98} = 1{,}1 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}. \qquad (5.53)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в таблице 5.5, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ.

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $I/I_{\text{Н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	Длит-но	250	180	160	120	90	72	45	20

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

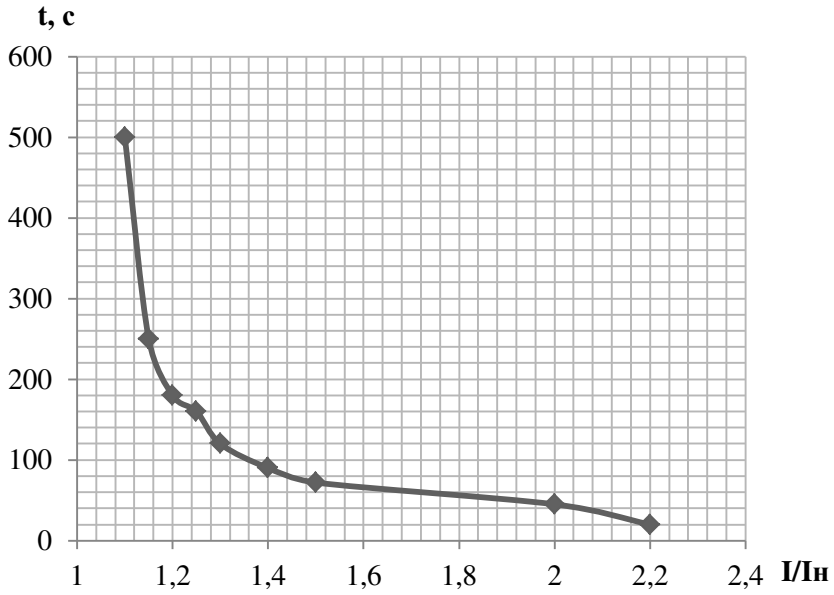


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P\ \text{ОТС.}} = \frac{2{,}15 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0{,}98} = 2{,}19 \cdot I_{\text{НОМ.Р}} \qquad (5.54)$$

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

5.4.8 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор был выбран шкаф защиты генератора фирмы «ЭКРА» - ШЭ1110-900G. Шкаф ШЭ1110-900G выполняется в виде двух взаиморезервируемых автономных систем защит, расположенных в одном шкафу двухстороннего обслуживания. Для каждого комплекта защит должны предусматриваться индивидуальные измерительные трансформаторы, отдельные цепи по постоянному оперативному току и отдельные цепи воздействия во внешние схемы. Комплект содержит защиты от всех видов повреждений и нарушений нормального режима работы генератора, работающего на сборные шины, в соответствии с ПУЭ, действующими руководящими указаниями.

5.5 Матрица отключений

Матрица отключений представлена в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Матрица отключений

Наименование защиты	Обозначение			Действие						
				Откл. В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Откл. В-220 и ТСН	Разгрузка по Р	Предупр. сигнал
Диф. защита, продольн.	$I_{\Delta G}$			+	+	+	+	-	-	-
ЗЗГ	U_{0G}	t_1		-	-	-	-	-	-	+
		t_2		-	-	-	-	-	+	-
		t_3		+	+	+	-	-	-	-
	U_{03}	t		+	+	+	-	-	-	-
ЗПН	U>	1 ступень t_1		+	+	-	-	-	-	-
		2 ступень t_2		+	+	-	-	-	-	-
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО		-	-	-	-	-	-	+
		ИО		+	+	-	-	-	-	-
		ОТС I	t_1	-	-	-	-	+	-	-
			t_2	+	+	-	-	-	-	-
Защита от симм. к.з. и перегрузок	I_1	СО		-	-	-	-	-	-	+
		ИО		+	+	-	-	-	-	-
		ОТС	t_1	-	-	-	-	+	-	-
			t_2	+	+	-	-	-	-	-
Дистанционная защита	Z<	1 ступ.	t_1	-	-	-	-	+	-	-
			t_2	+	+	+	-	-	-	-
		2 ступ.	t_1	-	-	-	-	+	-	-
			t_2	+	+	-	-	-	-	-
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО		-	-	-	-	-	-	+
		ИО		+	+	-	-	-	-	-
		отсечка		+	+	-	-	-	-	-

5.6 Таблица уставок

Уставки представлены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Уставки срабатывания защит

Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относит-е единицы	Именов-е единицы
Диф. защита продольная	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{СР.О}$	$0{,}15 \cdot I_Н$.	0,69 А
			Коэффициент торможения, $K_Т$	0,3	-
			Уставка начального торможения, $I_{НТ}$	$0{,}5 \cdot I_Н$	2,31 А
			Тормозной ток, В	$1{,}5 \cdot I_Н$	6,9 А
Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	U_0	t_1	U_{01G}	-	6 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	t	Коэффициент торможения, $K_Т$	1,2	-
			Уставка срабатывания	-	0,2 В
Защита от повышения напряжения	$U >$	1 ступень	$U_{СР1}$	$1{,}2U_н$	120 В
		2 ступень	$U_{СР2}$	$1{,}4U_н$	140 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0{,}07 \cdot I_Н$	0,32 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0{,}19 \cdot I_Н$	0,88 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0{,}21 \cdot I_Н$	0,97 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{1СИГН}$	$1{,}07 \cdot I_Н$	4,9 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1{,}1 \cdot I_Н$	5,1 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1{,}224 \cdot I_{НОМ}$	5,6 А
			$U_{ср}$	-	66 В
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	Z_I	-	0,13 Ом
		2 ступень	Z_{II}	-	0,56 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_р$	СО	$I_{Р\ СИГН.}$	$1{,}07 \cdot I_{НОМ.Р}$	4,9 А
		ПО	$I_{Р\ ПУСК.}$	$1{,}11 \cdot I_{НОМ.Р}$	5,1 А
		Отсечка	$I_{Р\ ОТС.}$	$2{,}19 \cdot I_{НОМ.Р}$	10,1 А

6 Компоновка и сооружения гидроузла

6.1 Состав сооружения гидроузла

Отношение ширины ущелья (L=1100 м) к высоте плотины

$$h = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{дна} = 180 - 121 = 59 \text{ м} \quad (6.1)$$

составляет $\frac{L}{h} = \frac{1100}{59} = 18{,}6$, следовательно, согласно [12] необходимо проектировать бетонную гравитационную плотину.

Так как створ широкий, то в состав гидроузла войдут: станционная (бетонная), водосливная (бетонная) и глухая (грунтовая каменная) плотины.

Класс сооружения [17]: по высоте сооружения (59 м) и типу грунта (скальный) – III, в зависимости от назначения ГТС и условий эксплуатации ($N_{уст}$ = 423 МВт) – II, в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (число людей, условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены вследствие аварии ≈ 9202 чел.) – II. Следовательно, сооружению присваивается класс II.

6.2 Проектирование сооружений напорного фронта

6.2.1 Определение отметки гребня плотины

6.2.1.1 Грунтовая плотина

За отметку гребня грунтовой плотины принимается вычисленная по формуле (6.1):

$$\nabla\text{ГГП} = \nabla\text{НПУ} + h_s, \quad (6.2)$$

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

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a, \quad (6.3)$$

где $h_{run1\%}$ – высота наката волн расчетной обеспеченностью 1% на откос грунтовой плотины;

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

а – конструктивный запас, принимается для второго класса сооружений равным 0,6.

Высота ветрового нагона рассчитывается по формуле (6.4):

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos\alpha = 2{,}15 \cdot 10^{-6} \frac{22^2 \cdot 2327}{9{,}81 \cdot 29{,}5} = 0{,}008 \text{ м} \quad (6.4)$$

где $k_w = 2{,}15 \cdot 10^{-6}$ [19]

V_w = 22 м/с – расчетная скорость ветра (P = 2%) на высоте 10 м над уровнем воды

L = 2327 м – длина разгона волны

α = 0 – угол между продольной осью вдхр и направлением ветра

d – условная расчетная глубина воды в вдхр:

$$d = \frac{\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА}}{2} = \frac{180-121}{2} = 29{,}5 \text{ м} \quad (6.5)$$

Определяется высота волны 1% обеспеченности для основного случая, для этого:

1. Вычисляются безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$, где t = 6 ч =21600 с – период развития волн на водохранилище

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9{,}81 \cdot 2327}{22^2} = 47; \ \frac{gt}{V_w} = \frac{9{,}81 \cdot 21600}{22} = 9631$$

2. Из графика для определения элементов ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах [19] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны) по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определяются параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$:

по $\frac{gL}{V_w^2}$ $\quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0{,}0134$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 1{,}3$

по $\frac{gt}{V_w}$ $\quad \frac{g\bar{h}}{V_w^2} = 0{,}068$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w} = 3{,}6$

Далее через меньшие полученные величины вычисляются средний период волны $\bar{T}$ (с) и средняя высота волны $\bar{h}$ (м):

$$\bar{T} = \frac{1{,}3 \cdot 22}{9{,}81} = 2{,}9 \text{ с}; \ \bar{h} = \frac{0{,}0134 \cdot 22^2}{9{,}81} = 0{,}66 \text{ м}$$

3. Вычисляется средняя длина волны:

$$\lambda_d = \frac{g\bar{T}}{2\pi} = \frac{9{,}81 \cdot 2{,}9^2}{2 \cdot 3{,}14} = 13{,}1 \text{ м} \quad (6.6)$$

4. Проверяется условие $d > 0{,}5\lambda_d$: $29 > 0{,}5 \cdot 13{,}1 = 6{,}55$. Зона глубоководная

5. Определяется высота волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0{,}66 \cdot 2 = 1{,}32 \text{ м} \quad (6.7)$$

где $K_i = 2$ – коэффициент, определяемый по графику [19].

Высота наката волн 1% обеспеченности на откос грунтовой плотины для фронтально подходящих волн определяется по формуле (6.8):

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0{,}9 \cdot 1{,}4 \cdot 2{,}35 \cdot 1{,}32 = 3{,}9 \text{ м} \quad (6.8)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса (при укреплении верхового откоса бетонными плитами $k_r = 1$, $k_p = 0{,}9$) [19]

$k_{sp} = 1{,}4$ – коэффициент (при скорости ветра 22 м/с и ctg φ = 1,8) [19]

k_{run} – коэффициент, принимаемый в зависимости от пологости волны $h_{1\%}$ на глубокой воде [19].

6. Вычисляется отметка гребня грунтовой плотины для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 3{,}9 + 0{,}008 + 0{,}6 = 4{,}5 \text{ м} \quad (6.9)$$

$$\nabla\text{ГГП} = \nabla\text{НПУ} + h_s = 180 + 4{,}5 = 184{,}5 \text{ м.} \quad (6.10)$$

6.2.1.2 Бетонная плотина

Для бетонной плотины с вертикальной напорной гранью отметку гребня находят по формуле:

$$\nabla\text{ГБП} = \nabla\text{НПУ} + h_{1\%} + \Delta h_{set} + a = 180 + 1{,}32 + 0{,}008 + 0{,}6 = 181{,}9 \text{ м} \quad (6.11)$$

6.3 Гидравлические расчеты

6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяется расход воды для основного расчетного случая $Q_р$

$$Q_р = Q_{\max\,расч} - (n-2) \cdot Q_{ГА} = 4853 - (8-2) \cdot 134{,}4 = 4047 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.12)$$

где $Q_{\max\,расч}$ = 4853 м^3/с – расчетный максимальный расход для основного расчетного случая обеспеченностью P = 1% с учетом трансформации его водохранилищем.

Вычисляется удельный расход на рисберме $q_р$:

$$q_р = v_н \cdot h_{нб} = 7 \cdot 7 = 49 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.13)$$

где $v_н$ – допустимая скорость на рисберме (для скальных грунтов более 5 м/с)
$h_{нб}$ – глубина воды в НБ при $Q_{max\ расч}$.

Удельный расход на водосливе $q_в$:

$$q_в = 1{,}25 \cdot q_р = 1{,}25 \cdot 49 = 61{,}3 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.14)$$

Ширина водосливного фронта В:

$$B = \frac{Q_р}{q_в} = \frac{4047}{61{,}3} = 66 \text{ м} \quad (6.15)$$

«В» принимается равным 70 м. Также

$$B = b \cdot n = 14 \cdot 5 = 70 \text{ м} \quad (6.16)$$

где b – стандартная ширина пролета (м), n – число пролетов.

6.3.2 Определение отметки гребня водослива

В данном курсовом проекте рассчитывается криволинейный безвакуумный водослив практического профиля типа А.

Необходимо определить две величины: напор на гребне водослива без учета сжатия и подтопления H_{01} и напор с учетом сжатия и подтопления H_{02}.

$$H_{01} = \left(\frac{Q_р}{mB\sqrt{2g}}\right)^{2/3} = \left(\frac{4047}{0{,}49 \cdot 70\sqrt{2 \cdot 9{,}81}}\right)^{2/3} = 8{,}9 \text{ м}, \quad (6.17)$$

где m=0,49 – коэффициент расхода водослива для профиля типа А.

$$H_{02} = \left(\frac{Q_р}{m\varepsilon\sigma_n B\sqrt{2g}}\right)^{2/3} = \left(\frac{4047}{0{,}49 \cdot 0{,}94 \cdot 1 \cdot 70\sqrt{2 \cdot 9{,}81}}\right)^{2/3} = 9{,}3 \text{ м} \quad (6.18)$$

где $\sigma_n = 1$ – коэффициент подтопления (водослив неподтоплен)

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяется следующим образом:

$$\varepsilon = 1 - 0{,}2\frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0{,}2\frac{0{,}7 + (5-1)0{,}45}{5} \cdot \frac{8{,}9}{14} = 0{,}95 \quad (6.19)$$

где b – ширина пролета

n – число пролетов

ξ – коэффициент формы боковых устоев

ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане.

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

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 9{,}3 - \frac{1{,}1 \cdot 0{,}8^2}{2 \cdot 9{,}81} = 9{,}26 \text{ м} \quad (6.20)$$

где $$V_0 = \frac{Q_\text{р}}{(\nabla\text{НПУ} - \nabla\text{ДНА})(B + (n-1)\delta_\text{б})} = \frac{4047}{(180-121)(70+(5-1)\cdot 4)} = 0{,}8 \text{ м/с} \quad (6.21)$$

где $\delta_\text{б} = 4$ м – толщина быка (обоснование выбора размеров быка приведено в п.6.4.3).

Принимается $H_{\text{СТ}}$ = 10 м (ближайший к Н в соответствии с техническим регламентом) .

Отметка гребня водослива определяется по формуле:

$$\nabla\text{ГВ} = \nabla\text{НПУ} - H_{\text{СТ}} = 180 - 10 = 170 \text{ м} \quad (6.22)$$

6.3.3 Построение профиля водосливной грани

В таблице 6.1 представлены координаты оголовка водосливной плотины, на рисунке 6.1 представлен оголовок безвакуумного водослива профиля А.

Таблица 6.1 – Координаты оголовка водосливной плотины

X	Y	X	Y	X	Y	X	Y
0	1,26	11	3,21	22	15,08	33	34,05
1	0,36	12	3,94	23	16,53	34	36,09
2	0,07	13	4,75	24	18,64	35	38,18
3	0	14	5,64	25	19,6	36	40,31
4	0,06	15	6,61	26	21,22	37	42,49
5	0,27	16	7,64	27	22,89	38	44,71
6	0,6	17	8,73	28	24,62	39	46,98
7	1	18	9,87	29	26,1	40	49
8	1,16	19	11,08	30	28,24	-	-
9	1,98	20	12,35	31	30,13	-	-
10	2,56	21	13,69	32	32,07	-	-

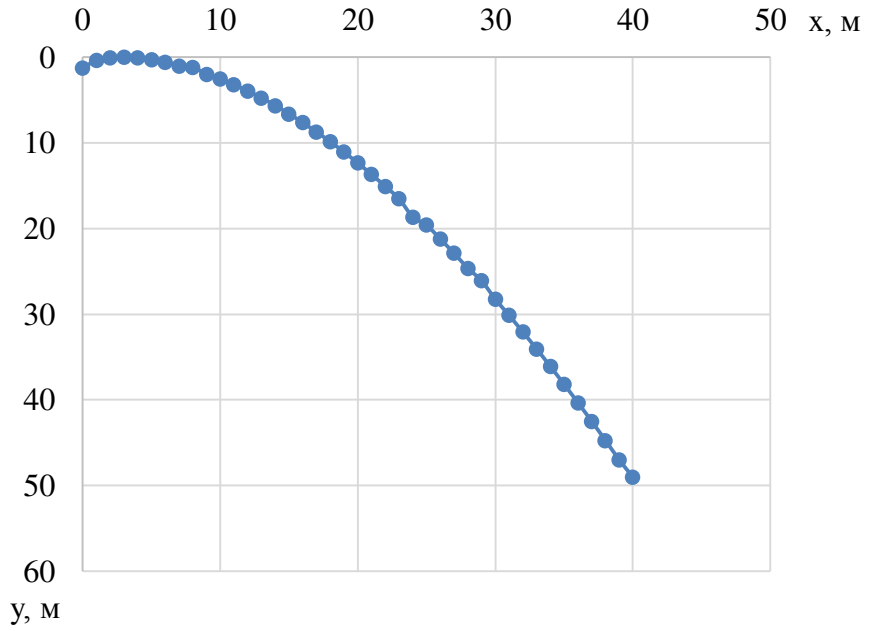


Рисунок 6.1 – Оголовок безвакуумного водослива профиля А

Радиус сопряжения водосливной грани с поверхностью водобоя вычисляется по формулам:

$$R = (0{,}2 \div 0{,}5)(\nabla\text{ГВ} - \nabla\text{дна} + H) \quad (6.23)$$

$$R = 0{,}35 \cdot (170 - 121 + 10) = 21 \text{ м}$$

Отметку верха быка вычисляют по формуле:

$$\nabla\text{ГБ} = \nabla\text{ГВ} + 1{,}6H_{\text{СТ}} = 170 + 1{,}6 \cdot 10 = 186 \text{ м} \quad (6.24)$$

Так как из всех отметок отметка верха быка получилась наибольшая, то она принимается за проектную отметку сооружений напорного фронта.

6.3.4 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Вычисляется критическая глубина потока при полном открытии всех отверстий $h_{\text{кр}}$:

$$h_{\text{кр}} = \sqrt{\frac{\alpha Q_{\text{р}}^2}{(B+\Sigma(n-1)\delta_{\text{б}})^2 g}} = \sqrt{\frac{1{,}1 \cdot 4047^2}{(70+\Sigma(5-1)\cdot 4)^2 \cdot 9{,}81}} = 6{,}3 \text{ м} \quad (6.25)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом T_0:

$$T_0 = H + \frac{\alpha V_0^2}{2g} + \nabla\text{ГВ} - \nabla\text{дна} = 10 + \frac{1{,}1 \cdot 0{,}8^2}{2 \cdot 9{,}81} + 170 - 121 = 59 \text{ м} \quad (6.26)$$

Вычисляется отношение $\xi_{T0} = \frac{\text{Т}_0}{h_{\text{кр}}}$ и определяется значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани:

$$\xi_{\text{Т}0} = \frac{59}{6{,}3} = 9{,}4$$

Величина $\varphi = 0{,}9$ (плотина высотой более 40 м имеет большую длину сливной грани).

По графику М.Д. Чертоусова [21] в зависимости от φ и ξ_{T0} находятся $\xi_{\text{с}}$ и $\xi_{\text{с}}''$: $\xi_{\text{с}} = 0{,}26$ и $\xi_{\text{с}}'' = 2{,}7$.

Вычисляются сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_{\text{с}} \cdot h_{\text{кр}} = 0{,}26 \cdot 6{,}3 = 1{,}64 \text{ м} \quad (6.27)$$

$$h_c'' = \xi_{\text{с}}'' \cdot h_{\text{кр}} = 2{,}7 \cdot 6{,}3 = 17 \text{ м} \quad (6.28)$$

$h_c'' > h_{\text{нб}}$, (17>7), следовательно, сопряжение бьефов по типу отогнанного прыжка. Необходимо устройство гасителя энергии. Так как высота плотины более 40 м и $\frac{L}{h_{\text{пл}}} > 3$, то в качестве гасителя энергии на скальном основании можно использовать свободно отброшенную струю.

6.3.5 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Дальность отлета струи от плотины до входа в воду НБ вычисляется по формуле:

$$L = k_a \cdot z_1 \cdot \varphi^2 \sin 2\alpha((1 + (\frac{z_0}{z_1} - 1)\frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha})^{0,5} + 1) \quad (6.29)$$

где k_a – коэффициент аэрации потока;

$\alpha = 33°$ - угол схода струи с трамплина;

$\varphi = 0{,}97$ – коэффициент скорости потока при истечении в атмосферу при свободно отброшенной струе;

$$z_0 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ} = 180 - 128 = 52 \text{ м} \quad (6.30)$$

В данном случае отметка НБ берется в зависимости от расхода основного расчетного случая ($Q_{\text{осн max}}$=4853 м^3/с).

$$z_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{носка} = 180 - (129 + 2) = 49 \text{ м} \quad (6.31)$$

В данном случае отметка носка определяется отметкой НБ для расхода поверочного расчетного случая ($Q_{пов\ max}$=5714 м^3/с) с учетом превышения отметки носка над отметкой НБ (на 2 м).

Коэффициент аэрации k_a определяется в соответствии с числом Фруда:

$$Fr = \frac{v_н^2}{gh_н} = \frac{30^2}{9{,}81 \cdot 1{,}57} = 58 \qquad (6.32)$$

где $v_н$ – скорость потока на носке:

$$v_н = \varphi\sqrt{2gz_1} = 0{,}97 \cdot \sqrt{2 \cdot 9{,}81 \cdot 49} = 30 \text{ м/с} \qquad (6.33)$$

$h_н$ – высота потока на носке:

$$h_н = \frac{q}{v_н} = \frac{47}{30} = 1{,}57 \text{ м} \qquad (6.34)$$

q – расход на водосливе с учетом уточненной ширины водосливного фронта и толщины быков

$$q = \frac{Q_р}{B + \Sigma(n-1)\delta_б} = \frac{4047}{70 + (5-1) \cdot 4} = 47 \text{ м}^2/\text{с} \qquad (6.35)$$

$Fr > 35$, следовательно k_a = 0,85.

Вычисляется дальность отлета струи (по формуле 6.28):

$$L = 0{,}85 \cdot 49 \cdot 0{,}97^2 \sin 2 \cdot 33°((1 + (\frac{52}{49} - 1)\frac{1}{0{,}97^2 \sin^2 33°})^{0{,}5} + 1) =$$
$$= 75{,}2 \text{ м}$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из прочной скалы составляет $L > 0{,}4z_0$: 75,2>0,4·52=20,8 м.

Глубина ямы размыва вычисляется следующим образом:

$$h_{раз} = t - h_{нб} = 33{,}6 - 7 = 26{,}6 \text{ м} \qquad (6.36)$$

где t = ∇УНБ − ∇дна ямы размыва, определяется по формуле:

$$t = \left(0{,}1 + 0{,}45 \cdot \sqrt[4]{Fr}\right) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{нб}}{d}} \cdot h_н = \qquad (6.37)$$

$$= \left(0{,}1 + 0{,}45 \cdot \sqrt[4]{58}\right) \cdot \sqrt{58} \cdot \sqrt[4]{\frac{7}{1}} \cdot 2 = 33{,}6 \text{ м}$$

где d – средняя крупность отдельностей в скале (предварительно 1 м).

Расстояние от плотины до центра ямы размыва определяется по формуле:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\ \alpha_1} = 75{,}2 + \frac{33{,}6}{0{,}73} = 121 \text{ м} \quad (6.38)$$

где α_1 – угол входа струи в воду

$$tg\ \alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2g(0{,}5h_{\text{н}}\cdot\cos\alpha + \text{a} - h_{\text{нб}})}{v_{\text{н}}^2\cdot cos^2\alpha}} = \quad (6.39)$$

$$= \sqrt{0{,}65^2 + \frac{2\cdot 9{,}81(0{,}5\cdot 1{,}7\cdot 0{,}84 + 10 - 7)}{30^2\cdot 0{,}84^2}} = 0{,}73$$

где a – высота уступа над дном:

$$\text{a} = \nabla\text{носка} - \nabla\text{дна} = 131 - 121 = 10 \text{ м} \quad (6.40)$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уравнение размытого русла равна:

$$b_{\text{р}} = 2{,}5h_{\text{кр}} + 3{,}7h_{\text{раз}} = 2{,}5 \cdot 6{,}3 + 3{,}7 \cdot 26{,}6 = 114 \text{ м} \quad (6.41)$$

а по дну ямы размыва:

$$2{,}5h_{\text{кр}} = 2{,}5 \cdot 6{,}3 = 15{,}75 \text{ м.}$$

6.3.6 Проектирование глубинного водовыпуска

Глубинный водовыпуск предназначен для пропуска расчетного расхода в строительный период и в период, когда эксплуатация поверхностного водосброса затруднительна или невозможна, а также при полностью неработающих агрегатах. Количество водосбросных отверстий назначают в зависимости от числа и размеров секций плотины и величины пропускаемого расхода.

Площадь одного водосбросного отверстия:

$$\omega_{\text{во}} = \frac{Q_{\text{расч}}}{\mu\sqrt{2gH_{\text{во}}}} = \frac{512}{0{,}8\sqrt{2\cdot 9{,}81\cdot 32}} = 25{,}6 \text{ м}^2 \quad (6.42)$$

где $Q_{\text{расч}}$ – расход, сбрасываемый через одно отверстие

$H_{\text{во}}$ – напор над центром выходного отверстия (при незатопленном выходном отверстии)

μ – коэффициент расхода, равный 0,8

$$Q_{расч} = \frac{V_{полез}}{t_{сраб}} = \frac{10{,}62 \cdot 10^9}{8 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} = 512 \frac{м^3}{с} \quad (6.43)$$

$$H_{во} = \nabla НПУ - \nabla ВО = 180{,}00 - 148{,}00 = 32 м \quad (6.44)$$

где $\nabla ВО$ – отметка центра выходного водосбросного отверстия.

Назначается одно водосбросное отверстие прямоугольного сечения размером 5,1×5,1 м. Под глубинный водовыпуск будет запроектирован отдельный пролет на водосливной плотине для удобства маневрирования глубинными затворами.

6.4 Конструирование плотины

6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Практикой установлено, что на скальных основаниях экономичная по прочности ширина подошвы B является достаточной и по условию устойчивости сооружения против сдвига, если

$$\frac{B}{h} = 0{,}7 \div 0{,}8.$$

Высота плотины с учетом выемки слабонесущих грунтов и заглубления плотины в скальное основание:

$$h = \nabla НПУ - \nabla под = 180 - 113 = 67 \text{ м} \quad (6.45)$$

$$\nabla под = \nabla дна - h_{гр} - h_{загл} = 121 - 5 - 3 = 113 \text{ м} \quad (6.46)$$

Ширина подошвы:

$$B = 0{,}77 \cdot h = 0{,}78 \cdot 67 = 52 \text{ м} \quad (6.47)$$

6.4.2 Разрезка бетонных плотин швами

При проектировании бетонных плотин на скальных основаниях предусматривают их разрезку поперечными межсекционными швами и продольными межстолбчатыми швами.

Расстояние между секционными швами выбирается равным ширине секции на водосливной плотине, разрез выполняется по быку:

$$l_c = b + \delta_б = 14 + 4 = 18 \text{ м}; \quad (6.48)$$

Выполняются по всей плотине через равные расстояния l_c.

Также, вследствие того, что проектируемый гидроузел находится в суровых климатических условиях (температура самого холодного месяца достигает -30,7°С), необходимо применить столбчатую разрезку с объемными швами шириной 1м, бетонируемыми после остывания столбов. Ширина блока в плане принимается равной 26 м. Таким образом, размер блока в плане – 18×26 м.

6.4.3 Быки

На водосливе устраиваются быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов. Быки выполняются разрезными. Толщина неразрезного быка предварительно определяется по ее графической зависимости от ширины водосливного пролета [20]: $\delta_б = 2{,}7$ м. Толщина разрезного быка больше толщины неразрезного на 1 – 1,5 м (примем 1,3м). Следовательно, при напоре на водосливе $H_в$ = 10 м и ширине водосливного пролета b = 14 м толщина разрезного быка составляет $\delta_б$ = 4 м. На рисунке 6.2 показаны размеры пазов ремонтного и рабочего затворов.

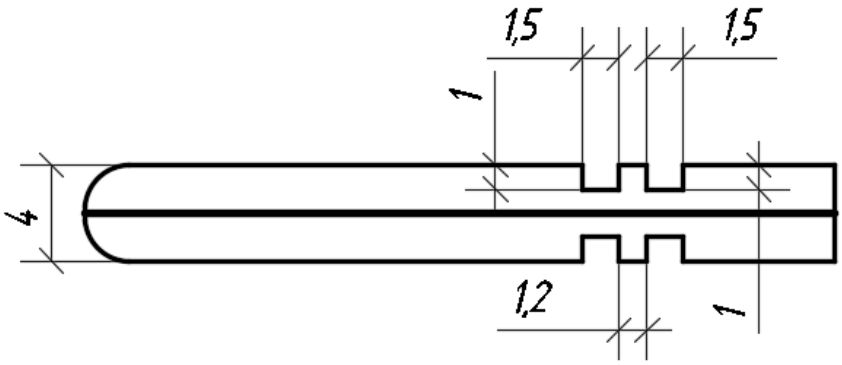


Рисунок 6.2 – Размеры пазов ремонтного и рабочего затворов

6.4.4 Устои

Необходимо устройство раздельного устоя между водосливной частью плотины и станционной. Его ширина принимается равной ширине разрезного быка $\delta_{уст} = 4$ м. Длина устоя выбирается таким образом, чтобы его основание не оказалось в яме размыва. Исходя из этого, длина устоя принимается равной 54 м (расстояние между низовой гранью водосливной плотины и началом ямы размыва составляет 62,8 м).

Так как высота грунтовой и бетонной плотин больше 35 метров, то их сопряжение осуществляют за счет введения глухой бетонной плотины в грунтовую. Для защиты грунтовой плотины от размыва потоком, сбрасываемым через водослив, необходимо устройство сопрягающих устоев со стороны верхнего и нижнего бьефов. Толщина устоев принимается равной толщине быка, т.е. 4 м.

6.4.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваются смотровые продольные и поперечные галереи с шагом 15 м по высоте, расположенные на отметках $\nabla 161{,}31$ м, $\nabla 146{,}31$ м, $\nabla 131{,}31$ м. Цементационная и дренажная галереи расположены на отметке $\nabla 116{,}30$ м.

Размеры галерей принимаются: смотровые (продольные и поперечные) – 1,8 х 2,3 м ; цементационная и дренажная – 3,0 х 4,0 м.

6.4.6 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотины предусматривается вертикальный дренаж с выходом в продольные галереи. Диаметр скважин принимается 20 см, расстояние между осями дрен – 3 м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа должно удовлетворять условию:

$$a_{\text{др}} \geq \frac{H_d \gamma_n}{I_{\text{кр},m}} \qquad (6.49)$$

где H_d – напор над расчетным сечением.

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, равен 1,2 для сооружений II класса;

$I_{\text{кр},m}$ – критический средний градиент напора, для бетонной гравитационной плотины равен 25,

Напор над расчетным сечением на отметке ∇ 131,31 м:

$$H_d = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{гал} = 180 - 131{,}31 = 48{,}7 \text{ м}; \qquad (6.50)$$

Минимальное допустимое расстояние от напорной грани до верховой грани продольной галереи, а также до оси дренажа:

$$a_{\text{др}} = \frac{48{,}7 \cdot 1{,}2}{25} = 2{,}3 \text{ м};$$

Принимаем $a_{\text{др}} = 3{,}5$м. Для галерей расположенных выше, расстояние до напорной грани назначается также 3,5 м;

Напор над расчетным сечением для цементационной галереи, расположенной на отметке ∇ 116,3 м:

$$H_d = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{гал} = 180 - 116{,}3 = 63{,}7 \text{ м}; \qquad (6.51)$$

Минимальное допустимое расстояние от напорной грани до верховой грани цементационной галереи:

$a_{\text{цем.г.}} = \frac{63,7 \cdot 1,2}{25} = 3,1$ м;

Принимаем $a_{\text{цем.г.}} = 3,5$ м.

6.5 Основные элементы подземного контура плотины

6.5.1 Противофильтрационная завеса

Толщина противофильтрационной завесы $\delta_з$ должна удовлетворять условию:

$$\delta_з > \frac{\Delta H_з \gamma_n}{J_{\text{кр},m}} \quad (6.52)$$

где $\Delta H_з$ – потери напора на завесе

$J_{\text{кр},m}$ – критический градиент напора на завесе, зависящий от удельного водопоглощения скального грунта (для базальта с удельным водопоглощением $q_c = 0,04$ л/(мин · м^2) принимается равным 25).

В соответствии с СП, напор на цементационной завесе, отнесенный к максимальному напору, равен:

$$\frac{H_з}{H_{max}} = 0,4,$$

отсюда

$$H_з = 0,4 H_{max} = 0,4 \cdot 58,3 = 23,3 \text{ м} \quad (6.53)$$

где $H_{max} = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ}_{\text{мин}} = 180 - 121,7 = 58,3$ м;

Тогда потери напора на завесе равны:

$$\Delta H_з = H_{max} - H_з = 58,3 - 23,3 = 35 \text{ м}; \quad (6.54)$$

Тогда толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} \geq \frac{35 \cdot 1,2}{25} = 1,68 \text{ м}.$$

Так как обычно ряд цементационных скважин обеспечивает толщину завесы примерно 3м, одного такого ряда будет достаточно. Принимается однорядная завеса толщиной 3 м.

Глубину цементационной завесы принимают равной

$$h_{зав} = (0{,}5 \div 0{,}8)H_{max} \quad (6.55)$$

$$h_{зав} = 0{,}5H_{max} = 0{,}5 \cdot 58{,}3 = 29{,}15 \text{ м} \quad (6.56)$$

Расстояние от напорной грани до оси завесы вычисляется по формуле:

$$l = (0{,}1 \div 0{,}25)B \quad (6.57)$$

$$l = 0{,}11 \cdot 52 = 5{,}7 \text{ м};$$

Расстояние между цементационными скважинами в ряду составляет 3м.

6.5.2 Дренажные устройства в основании

Дренаж в скальных грунтах выполняется в виде вертикальных скважин диаметром 200 мм с шагом 3 м.

Напор на дренаже равен:

$\frac{H_{др}}{H_{max}} = 0{,}15$, отсюда

$$H_{др} = 0{,}15 \cdot H_{max} = 0{,}15 \cdot 58{,}3 = 8{,}75 \text{ м}; \quad (6.58)$$

Глубина скважин принимается равной:

$$h_{др} = (0{,}5 \div 0{,}7)h_{зав} \quad (6.59)$$

$$h_{др} = 0{,}5h_{зав} = 0{,}5 \cdot 29{,}15 = 14{,}58 \text{ м} \quad (6.60)$$

Расстояние между дренажными и цементационными скважинами принимается равным 5 м.

6.6 Основное сочетание нагрузок и воздействий

Сокращенный состав нагрузок и воздействий для основного их сочетания определяется при $\nabla НПУ = 180$ м в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа при пропуске санитарного расхода ($Q_{сан} = 156 \frac{м^3}{с}$) $\nabla УНБ_{мин} = 121{,}7$ м. Нагрузки собираются на 1 п.м. длины плотины.

Площади плотины, быка, эпюр действующих нагрузок и плечи моментов действующих сил строятся и вычисляются в ПК AutoCad.

6.6.1 Вес сооружения и затворов

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

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot \gamma_б}{b + \delta_б} = \frac{1826 \cdot 14 \cdot 24}{14+4} = 34085 \text{ кН} \quad (6.61)$$

где $S_{пл} = 1826$ м^2 – площадь поперечного сечения плотины
b = 14 м – ширина пролета
$\delta_б = 4$ м – толщина быка
$\gamma_б = 24 \frac{кН}{м^3}$ – удельный вес бетона.

Плечо силы собственного веса плотины относительно середины подошвы составляет 6,7 м.

Вес быка:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot \gamma_б}{b + \delta_б} = \frac{2389 \cdot 4 \cdot 24}{14+4} = 12334 \text{ кН} \quad (6.62)$$

где $S_б = 2389$ м^2 – площадь поперечного сечения быка.

Плечо силы собственного веса быка относительно середины подошвы составляет 11 м.

Вес плоского затвора определяется по формуле А.Р. Березинского:

$$Q_з \approx 0{,}055 f \sqrt{f} g = 0{,}055 \cdot 175 \cdot \sqrt{175} \cdot 9{,}81 = 1249 \text{ кН} \quad (6.63)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla ФПУ - \nabla ГВ + 0{,}5) \cdot b = (182 - 170 + 0{,}5) \cdot 14 = 175 \text{ м}^2 \quad (6.64)$$

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

$$q_з = \frac{Q_з}{b + \delta_б} = \frac{1249}{14+4} = 69{,}3 \text{ кН} \quad (6.65)$$

Плечо силы собственного веса затвора относительно середины подошвы составляет 24 м

6.6.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
- со стороны ВБ:

$$T_в = \frac{\gamma_w \cdot h_1^2}{2} = \frac{10 \cdot 67^2}{2} = 22445 \text{ кН} \quad (6.66)$$

где γ_w – удельный вес воды

$$h_1 = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{под} = 180 - 113 = 67 \text{ м} \quad (6.67)$$

Плечо силы горизонтальной составляющей гидростатического давления воды со стороны ВБ:

$$t_{\text{в}} = \frac{1}{3} h_1 = \frac{1}{3} \cdot 67 = 22{,}3 \text{ м.} \quad (6.68)$$

- со стороны НБ:

$$T_{\text{н}} = \frac{\gamma_w \cdot h_2^2}{2} = \frac{10 \cdot 8{,}7^2}{2} = 379 \text{ кН} \quad (6.69)$$

где $h_2 = \nabla\text{УНБ}_{min} - \nabla\text{под} = 121{,}7 - 113 = 8{,}7 \text{ м}$ (6.70)

Плечо силы горизонтальной составляющей гидростатического давления воды со стороны НБ:

$$t_{\text{н}} = \frac{1}{3} h_2 = \frac{1}{3} \cdot 8{,}7 = 2{,}9 \text{ м.} \quad (6.71)$$

6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$p_{\text{взв}} = \gamma_w \cdot h_1 = 10 \cdot 8{,}7 = 87 \text{ кН} \quad (6.72)$$

где $h_1 = \nabla\text{УНБ}_{min} - \nabla\text{под} = 121{,}7 - 113 = 8{,}7 \text{ м}$ (6.73)

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \cdot \gamma_w = 454{,}6 \cdot 10 = 4546 \text{ кН} \quad (6.74)$$

где $S_{\text{эп}} = 454{,}6 \text{ м}^2$ – площадь эпюры взвешивающего давления.

Плечо силы взвешивающего давления равно нулю, так центр приложения силы взвешивающего давления проходит через середину подошвы плотины.

6.6.4 Сила фильтрационного давления

Эпюра фильтрационного давления построена в соответствии с расчетом в п.4.1 и 4.2.

Напор на цементационной завесе $H_{\text{з}} = 23{,}3$ м;

Напор на дренаже: $H_{\text{др}} = 8{,}75$ м;

Фильтрационное давление, действующее на подошву:

$$W_{ф} = S_{эп} \cdot \gamma_w = 513 \cdot 10 = 5130 \text{ кН} \quad (6.75)$$

где $S_{эп} = 513$ м^2 – площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

Плечо силы фильтрационного давления $w_ф$ равно расстоянию от центра тяжести эпюры до середины подошвы, $w_ф = 14{,}54$ м.

6.6.5 Давление грунта

Давление гравийно-песчаных наносов на вертикальную грань:

$$p_н = \gamma_н \cdot h_н \cdot tg^2\left(45 - \frac{\varphi_н}{2}\right) = 12{,}4 \cdot 3 \cdot tg^2\left(45° - \frac{33°}{2}\right) = 11 \text{ кН} \quad (6.76)$$

где $\gamma_н = 12{,}4$ кН/м^3 – удельный вес наносов во взвешенном состоянии
$h_н = 3$ м – толщина слоя наносов
$\varphi_н = 33°$ - угол внутреннего трения наносов.

$$\gamma_н = \gamma_{ест} - (1 - n_0) \cdot \gamma_w = 19 - (1 - 0{,}34) \cdot 10 = 12{,}4 \ \frac{\text{кН}}{\text{м}^3} \quad (6.77)$$

где $\gamma_{ест} = 19 \ \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$ – удельный вес грунта наносов в условиях естественной влажности
$n_0 = 0{,}34$ – пористость грунта наносов
$\gamma_w = 10 \ \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$ – удельный вес воды

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_н = \frac{p_н \cdot h_н}{2} = \frac{12{,}4 \cdot 3}{2} = 18{,}6 \text{ кН} \quad (6.78)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа определяется следующим образом:

$$p'_{гр} = \gamma_н \cdot h_н \cdot tg^2\left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) = 12{,}4 \cdot 3 \cdot tg^2\left(45 - \frac{33}{2}\right) = 11 \text{ кН} \quad (6.79)$$

где $\varphi_{гр} = 33°$ – угол внутреннего трения водонасыщенного песка с гравием во взвешенном состоянии.

В точке на нижней границе слоя песка с гравием толщиной 5 м, где действуют и вес наносов, и вес грунта, давление равняется:

$$p''_{гр} = \left(\gamma_н h_н + \gamma_{гр}^{взв} h_{гр}\right) tg^2\left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) = \quad (6.80)$$

$$= (12{,}4 \cdot 3 + 12{,}4 \cdot 5) tg^2 \left(45 - \frac{33}{2}\right) = 29 \text{ кН}$$

где $\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}}$ – удельный вес взвешенного песка с гравием

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = \gamma^{\text{н}} = 12{,}4 \text{ кН/м}^3$$

Боковое давление скального грунта (базальта) в точке на верхней границе:

$$p'_{\text{ск}} = \left(\gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} h_{\text{гр}}\right) tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{ск}}}{2}\right) = \quad (6.81)$$

$$= (12{,}4 \cdot 3 + 12{,}4 \cdot 5) tg^2 \left(45 - \frac{39}{2}\right) = 22{,}5 \text{ кН}$$

где $\varphi_{\text{ск}} = 39°$ – угол внутреннего трения базальта

Давление в точке на нижней границе базальта толщиной 3 м равняется:

$$p''_{\text{ск}} = \left(\gamma_{\text{н}} h_{\text{н}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} h_{\text{гр}} + \gamma_{\text{ск}}^{\text{взв}} h_{\text{ск}}\right) tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{ск}}}{2}\right) = \quad (6.82)$$

$$= (12{,}4 \cdot 3 + 12{,}4 \cdot 5 + 18{,}1 \cdot 3) tg^2 \left(45 - \frac{39}{2}\right) = 35 \text{ кН}$$

где $\gamma_{\text{ск}}^{\text{взв}}$ – удельный вес взвешенного базальта

$$\gamma_{\text{ск}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{ск}} - (1 - n_0) \cdot \gamma_w = 28 - (1 - 0{,}01) \cdot 10 = 18{,}1 \ \frac{\text{кН}}{\text{м}^3} \quad (6.83)$$

Значение равнодействующей силы активного давления грунта:

$$E_{\text{ав}} = \frac{p'_{\text{гр}} + p''_{\text{гр}}}{2} h_{\text{гр}} + \frac{p'_{\text{ск}} + p''_{\text{ск}}}{2} h_{\text{ск}} = \frac{11+29}{2} \cdot 5 + \frac{22{,}5+35}{2} \cdot 3 = 186{,}3 \text{ кН} \quad (6.84)$$

Плечо силы давления наносов равно расстоянию от центра тяжести эпюры до отметки подошвы, $e_{\text{н}} = 8{,}98$ м. Плечо силы активного давления грунта так же равно расстоянию от центра тяжести эпюры до отметки подошвы, $e_{\text{ав}} = 3{,}38$ м.

Пассивное давление грунта со стороны нижнего бьефа включает в себя давление пятиметрового слоя песка с гравием и трехметрового слоя базальта.

Давление песка с гравием в точке на нижней границе:

$$p_{\text{гр}} = \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} h_{\text{гр}} tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2}\right) = 12{,}4 \cdot 5 \cdot tg^2 \left(45 + \frac{33}{2}\right) = 209 \text{ кН} \quad (6.85)$$

Давление базальта в точке на верхней границе:

$$p'_{\text{ск}} = \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} h_{\text{гр}} tg^2\left(45 + \frac{\varphi_{\text{ск}}}{2}\right) = 12{,}4 \cdot 5 \cdot tg^2\left(45 + \frac{39}{2}\right) = 272 \text{ кН} \quad (6.86)$$

Давление в точке на нижней границе:

$$p''_{\text{ск}} = (\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} h_{\text{гр}} + \gamma_{\text{ск}}^{\text{взв}} h_{\text{ск}}) tg^2\left(45 + \frac{\varphi_{\text{ск}}}{2}\right) = \quad (6.87)$$

$$= (12{,}4 \cdot 5 + 18{,}1 \cdot 3) tg^2\left(45 + \frac{39}{2}\right) = 511 \text{ кН}$$

Значение равнодействующей силы активного давления грунта:

$$E_{\text{пн}} = \frac{1}{2} p_{\text{гр}} h_{\text{гр}} + \frac{p'_{\text{ск}} + p''_{\text{ск}}}{2} h_{\text{ск}} = \frac{1}{2} \cdot 209 \cdot 5 + \frac{272+511}{2} \cdot 3 = 1697 \text{ кН} \quad (6.88)$$

Плечо силы пассивного давления грунта равно расстоянию от центра тяжести эпюры до подошвы плотины, $e_{\text{пн}} = 2{,}37$ м.

6.6.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления:

$$W_{\text{волн}} = 0{,}5 \cdot \gamma_w \cdot h_{1\%}\left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2}\right) = \quad (6.89)$$

$$= 0{,}5 \cdot 10 \cdot 1{,}32\left(\frac{13{,}27}{3{,}14} + \frac{0{,}41}{2}\right) = 29{,}2 \text{ кН}$$

где $h_{1\%} = 1{,}32$ м – высота волны 1% - обеспеченности
$\bar{\lambda} = 13{,}27$ м – средняя длина волны

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = 3{,}14 \cdot \frac{1{,}32^2}{13{,}27} = 0{,}41 \text{ м} \quad (6.90)$$

Линия действия равнодействующей $W_{\text{волн}}$ находится ниже относительно отметки НПУ на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{13{,}27}{2 \cdot 3{,}14} - \frac{3}{8} \cdot 1{,}32 = 1{,}61 \text{ м} \quad (6.91)$$

Эпюра волнового давления представляется в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше УВБ на величину, равную $1{,}1 h_{1\%} = 1{,}45$ м, а другая не ниже УВБ на величину, равную $8 h_{1\%} = 10{,}56$ м.

Высота треугольника a определяется геометрически:

$$W_{волн} = S_{эп}\gamma_в = \frac{1}{2}a(1{,}1h_{1\%} + 8h_{1\%}) \cdot \gamma_в = \quad (6.92)$$

$$= \frac{1}{2}a(1{,}45 + 10{,}56) \cdot 10 = 60{,}1a$$

$$a = \frac{W_{волн}}{60{,}1} = \frac{29{,}2}{60{,}1} = 0{,}48 \text{ м} \quad (6.93)$$

Плечо силы волнового давления $w_{волн}$ равно расстоянию от центра тяжести эпюры до подошвы, $w_{волн} = 65{,}4$ м.

6.7 Оценка прочности плотины

Расчет прочности бетонной плотины производится по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). В результате расчета определяются напряжения на гранях плотины, которые сравниваются с критериями прочности.

Все напряжения определяются на гранях в горизонтальном сечении на отметке подошвы.

В расчете плотины сжимающие напряжения со знаком «–», растягивающие – со знаком «+», изгибающий момент относительно середины расчетного сечения, действующий на тело плотины по часовой стрелке принимается со знаком «+», против часовой стрелки – со знаком «–». В таблице 6.2 представлены нагрузки и воздействия на плотину.

Таблица 6.2 – Нагрузки и воздействия на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Для основного сочетания нагрузок и воздействий		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
$T_в$	1	→	22445	22,3	500523
$T_н$	1	←	379	2,9	-1099
$G_б$	0,95	↓	12104	11	-133143
$G_{пл}$	0,95	↓	32381	6,7	-216951
$W_{взв}$	1	↑	4546	0	0
$W_ф$	1	↑	5130	14,54	74590
$E_н$	1,2	→	19,8	8,98	178
$W_{волн}$	1	→	28,7	65,4	1877
$q_з$	0,9	↓	62	24	-1497
$E_{ав}$	1,2	→	224	3,38	756
$E_{пн}$	0,8	←	1358	2,37	-3218
			∑↓↑=34871		∑M=222016

Расчет краевых напряжений для основного сочетания нагрузок и воздействий в горизонтальном сечении плотины на отметке подошвы (при расчете на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

- для верховой грани:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6\Sigma M}{B^2} = -\frac{34871}{52} + \frac{6 \cdot 222016}{52^2} = -178 \text{ кПа} \quad (6.94)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину, относительно середины расчетного сечения;

B – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = \quad (6.95)$$

$$= -178 \cdot 0 - 10 \cdot 67 \cdot (1 - 0) = -670 \text{ кПа},$$

где $\gamma_w = 10$ кН/м3 – удельный вес воды;

H_d^u – напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа

$$H_d^u = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{подошвы} = 180 - 113 = 67 \text{ м} \quad (6.96)$$

Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $m_u = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = \left(\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u\right) \cdot m_u = (10 \cdot 67 + (-178)) \cdot 0 = 0. \quad (6.97)$$

Главное минимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = \quad (6.98)$$

$$= -178 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 67 \cdot 0 = -178 \text{ кПа}.$$

Главное максимальное сжимающее напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 67 = -670 \text{ кН/м}^2 \quad (6.99)$$

- для низовой грани:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \sum M}{B^2} = -\frac{34871}{52} - \frac{6 \cdot 222016}{52^2} = -1163 \text{ кН/м}^2. \quad (6.100)$$

Нормальное напряжение, действующее по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = \quad (6.101)$$

$$= -1163 \cdot 0^2 - 10 \cdot 8{,}7 \cdot (1 - 0^2) = -87 \text{ кН/м}^2,$$

где $m_t = \operatorname{ctg} \alpha_2 = 0$ – заложение низовой грани в расчетном сечении;
H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны нижнего бьефа:

$$H_d^t = \nabla\text{УНБ}_{\min} - \nabla\text{под} = 121{,}7 - 113 = 8{,}7 \text{ м} \quad (6.102)$$

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -\left(\gamma_w \cdot H^t{}_d + \sigma^t{}_y\right) \cdot m_t = \quad (6.103)$$

$$= -(10 \cdot 8{,}7 - 1163) \cdot 0 = 0 \text{ кН/м}^2.$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H^t{}_d \cdot m_t^2 = \quad (6.104)$$

$$= -1163 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 8{,}7 \cdot 0^2 = -1163 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 8{,}7 = -87 \text{ кН/м}^2 \quad (6.105)$$

Результаты расчета краевых напряжений сведены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Краевые напряжения в горизонтальном сечении по подошве плотины

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Верховая	σ_y^u	-178
	σ_x^u	-670
	τ_{xy}^u	0
	σ_1^u	-178
	σ_3^u	-670
Низовая	σ_y^t	-1163
	σ_x^t	-87
	τ_{xy}^t	0
	σ_1^t	-87
	σ_3^t	-1163

6.8 Критерии прочности плотины

Необходимо проверить выполнение следующих условий:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b \quad (6.106)$$

где R_b – расчетное сопротивление бетона сжатию

γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения (для II класса равен 1,2)

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок (для основного сочетания нагрузок и воздействий в период нормальной эксплуатации равен 1)

γ_c – коэффициент условий работы (равен 1)

В проекте рассматривается следующий класс бетона по прочности на сжатие – бетон класса В15. Выполним проверку бетона по прочности на сжатие:

$$1{,}2 \cdot 1 \cdot |-1163| \leq 1 \cdot 15000$$

$1396 < 15000$ - условие выполняется.

2. На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0 \quad (6.107)$$

$-178 < 0$ – условие выполняется.

3. В зоне верховой грани плотины:

$$\left|\sigma_y^u\right| \geq 0{,}25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u \quad (6.108)$$

$$|-178| \geq 0{,}25 \cdot 10 \cdot 67$$

$178 > 167{,}5$ – условие выполняется.

Сооружение удовлетворяет требованиям прочности.

6.9 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины

рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

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

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.109)$$

где $R = \left(G_{пл} + G_Б - W_{взв} - W_ф + Q_з\right) \cdot \tan\varphi + E_{пн} \cdot \gamma_c^{'} + c \cdot \omega =$ (6.110)

$$= (32381 + 12104 - 4546 - 5130 + 62) \cdot 0{,}7 + 1358 \cdot 0{,}7 + 100 \cdot 52 =$$

$$= 30560 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

где $tan\varphi = 0{,}7$ – внутреннее трение для скалы в основании;

$c = 100$ кН/м^2– сцепление скалы;

$\omega = B_n \cdot 1 = 52$ м^2 – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр;

$\gamma_c^{'}$ – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта, принимается $\gamma_c^{'} = 0{,}7$;

$$F = T_в - T_н + W_{вол} + E_н + E_{ав} = \quad (6.111)$$

$$= 22445 - 379 + 28{,}7 + 19{,}8 + 224 = 22339 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Условие на сдвиг:

$$\frac{30560 \cdot 0{,}95}{22339 \cdot 1} \geq 1{,}3,$$

$1{,}3 > 1{,}2$ – условие выполняется.

Выбранный профиль плотины удовлетворяет условию устойчивости при основном сочетании нагрузок и воздействий.

6.10 Проектирование грунтовой плотины

Для возведения левобережной и правобережной глухой грунтовой плотины будут использоваться базальт и песок с гравием, имеющиеся в створе ГЭС и его окрестностях. В качестве противофильтрационного элемента используется асфальтобетонная диафрагма.

В соответствии с [22] и имеющимися материалами проектируется каменная плотина с боковыми призмами из базальта, асфальтобетонной

диафрагмой и переходными слоями из песка с гравием. Минимальная толщина переходных слоев назначается равной 3 м, количество слоев - 2.
Толщина асфальтобетонной диафрагмы:

$$l = a + 0{,}008H = 0{,}5 + 0{,}008 \cdot 52 = 0{,}9 \text{ м} \quad (6.112)$$

где a – толщина диафрагмы на гребне плотины ($a = 0{,}4 \div 0{,}5$, принимается равной 0,5)

H – напор в рассматриваемом сечении диафрагмы

$$H = \nabla\text{НПУ} - \nabla\text{УНБ}_{Q\ \text{осн}\ max} = 180 - 128 = 52 \text{ м} \quad (6.113)$$

Заложение верхового и низового откосов плотины принимается равным 1,8. Высота плотины:

$$h_{\text{гп}} = \nabla\text{ГП} - \nabla\text{под}_{\text{гп}} = 186 - 113 = 73 \text{ м} \quad (6.114)$$

где ∇ГП – отметка гребня сооружения, принятая ранее по отметке гребня быка

$\nabla\text{под}_{\text{гп}}$ – отметка подошвы плотины.

Ширина подошвы:

$$B_{\text{п гп}} = b_{\text{гр}} + 2m_1 \cdot h_{\text{гп}} = 14{,}56 + 2 \cdot 1{,}8 \cdot 73 = 277{,}4 \quad (6.115)$$

где $b_{\text{гр}}$ – ширина гребня.

На низовом откосе устраиваются бермы с шагом 10 м и шириной 3м, расположенные на отметках $\nabla 143$ м, $\nabla 158$ м, $\nabla 173$ м

7 Пожарная безопасность. Охрана труда. Техника безопасности. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Собственник гидротехнического сооружения и (или) эксплуатирующая организация обязаны:

- обеспечивать соблюдение обязательных требований при строительстве, капитальном ремонте, эксплуатации, реконструкции, консервации и ликвидации гидротехнических сооружений, а также их техническое обслуживание, эксплуатационный контроль и текущий ремонт;
- обеспечивать контроль (мониторинг) за показателями состояния гидротехнического сооружения, природных и техногенных воздействий и на основании полученных данных осуществлять оценку безопасности гидротехнического сооружения, в том числе регулярную оценку безопасности гидротехнического сооружения и анализ причин ее снижения с учетом работы гидротехнического сооружения в каскаде, вредных природных и техногенных воздействий, результатов хозяйственной и иной деятельности, в том числе деятельности, связанной со строительством и с эксплуатацией объектов на водных объектах и на прилегающих к ним территориях ниже и выше гидротехнического сооружения;
- развивать системы контроля над состоянием гидротехнического сооружения;
- систематически анализировать причины снижения безопасности гидротехнического сооружения и своевременно осуществлять разработку и реализацию мер по обеспечению технически исправного состояния гидротехнического сооружения и его безопасности, а также по предотвращению аварии гидротехнического сооружения;
- обеспечивать проведение регулярных обследований гидротехнического сооружения;
- создавать и поддерживать в состоянии готовности локальные системы оповещения на гидротехнических сооружениях I и II классов;
- осуществлять капитальный ремонт, реконструкцию, консервацию и ликвидацию гидротехнического сооружения в случае его несоответствия обязательным требованиям.

7.2 Пожарная безопасность

Все помещения сооружений и помещения с оборудованием ГЭС должны удовлетворять требованиям пожарной безопасности согласно ГОСТ 12.1.004 и взрывобезопасности согласно ГОСТ 12.1.010.

Организация противопожарной работы должна соответствовать требованиям строительных норм, правилам пожарной безопасности для энергетических предприятий.

Курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности.

Организационно-технические мероприятия должны включать:

- организацию пожарной охраны, организацию ведомственных служб пожарной безопасности в соответствии с законодательством Союза ССР, союзных республик и решением местных Советов депутатов трудящихся;
- паспортизацию веществ, материалов, изделий, технологических процессов, зданий и сооружений объектов в части обеспечения пожарной безопасности;
- привлечение общественности к вопросам обеспечения пожарной безопасности;
- организацию обучения работающих правилам пожарной безопасности на производстве, а населения - в порядке, установленном правилами пожарной безопасности соответствующих объектов пребывания людей;
- разработку и реализацию норм и правил пожарной безопасности, инструкций о порядке обращения с пожароопасными веществами и материалами, о соблюдении противопожарного режима и действиях людей при возникновении пожара;
- изготовление и применение средств наглядной агитации по обеспечению пожарной безопасности;
- порядок хранения веществ и материалов, тушение которых недопустимо одними и теми же средствами, в зависимости от их физико-химических и пожароопасных свойств;
- нормирование численности людей на объекте по условиям безопасности их при пожаре;
- разработку мероприятий по действиям администрации, рабочих, служащих и населения на случай возникновения пожара и организацию эвакуации людей;
- основные виды, количество, размещение и обслуживание пожарной техники по ГОСТ 12.4.009. Применяемая пожарная техника должна обеспечивать эффективное тушение пожара (загорания), быть безопасной для природы и людей.

7.3 Охрана труда

7.3.1 Территория, акватории, помещения и рабочие места

На каждой 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

Для движения транспортных средств на территории организации должны быть разработаны и установлены на видных местах схемы движения.

Все проходы и проезды, входы и выходы как внутри производственных сооружений, так и внешние, на примыкающих к ним территориях, должны быть освещены, свободны и безопасны для персонала и транспорта.

Проходы, проезды, переходы, а также лестницы и площадки следует содержать в исправном состоянии и чистоте, а расположенные на открытом воздухе - регулярно очищать от снега, льда и мусора, посыпать песком или шлаком.

Междуэтажные перекрытия, полы, каналы и люки должны содержаться в исправности.

Элементы оборудования, арматуры и приборы, требующие периодического осмотра, должны быть расположены в местах, удобных для обслуживания.

Отверстия в перекрытиях и проемы лестничных клеток, к которым возможен доступ людей, должны быть закрыты сплошным прочным настилом или иметь ограждения

Стоки и дренажные каналы для отвода воды с поверхности пола заглубленных помещений (помещения дроссельных затворов, струйных реле, насосов откачки) должны содержаться в исправности и обеспечивать полный отвод воды. Крышки и кромки люков колодцев в помещениях должны быть выполнены вровень с полом из рифленой стали или другого металла, исключающего скольжение людей.

Шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены.

7.3.2 Обслуживание оборудования

У каждого руководителя структурного подразделения ГЭС должен постоянно храниться комплект действующих в подразделении инструкций по охране труда для работников всех профессий, должностей и по всем видам работ данного подразделения, а также перечень этих инструкций, утвержденный руководителем ГЭС.

Не разрешается находиться без производственной необходимости вблизи оборудования, находящегося в работе, а также при его пуске, останове и испытании.

Не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании.

Не допускается эксплуатация неисправного оборудования.

Капитальные и средние ремонты оборудования, а также работы, связанные с его монтажом или демонтажем, должны выполняться по ППР или

технологической документации (технологическим картам и инструкциям), содержащим конкретные требования безопасности при подготовке к работе и в процессе ее выполнения.

7.3.3 Вращающиеся механизмы

При выводе в ремонт вращающихся механизмов с электроприводом напряжение с электродвигателя и электроприводов арматуры снимает электротехнический персонал.

На период пробного включения или балансировки вращающегося механизма у аварийной кнопки отключения должен находиться член бригады, который по сигналу руководителя работ должен отключить механизм.

Пробное включение оборудования, если оно необходимо до полного окончания ремонта, может быть проведено только после оформления в выданном наряде прекращения работ с выводом членов ремонтной бригады из их рабочей зоны.

7.4 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Олекмо-Чарского ГУ

7.4.1 Общие сведения о районе строительства

Олекмо-Чарский гидроузел находится в Республике Саха (Якутия) на реке Олекма в 37 км от г. Олекминска и впадения в р.Лену.

Река берет начало в Муройском хребте (Олекминский Становик), течет в широкой межгорной долине на северо-восток. Длина реки составляет 1436 км. Площадь водосборного бассейна – 210000 км2.

Питание реки дождевое и снеговое, роль последнего вниз по течению увеличивается. Летом бурные паводки. Среднегодовой расход воды — 1950 м³/с. Замерзает в октябре, в верховьях в отдельные годы перемерзает с февраля по март; вскрывается в мае. Толщина льда достигает 205 см.

Рассматриваемая территория относится к резко-континентальному климатическому району с суровой зимой и относительно теплым летом. Средняя температура января от −30 °С до −35 °С, июля от +12 °С в горах до +18 °С в долине. Осадков выпадает в год от 200 до 300 мм.

Основных источников загрязнения бытового происхождения реки Олекма в рассматриваемом створе не выявлено из-за отсутсвия крупных населенных пунктов. Берега реки сложены суглинками и песком с гравием, что служит природным источником поступления взвешенных веществ в реку.

Растительность в районе створа представлена в основном лиственничными лесами.

В районе строительства ГУ обитают типичные представители таежных лесов: олени, зайцы, волки, песцы.

Ихтиофауна бассейна реки Олекма представлена двадцатью видами рыб, входящих в 8 семейств и 15 родов. Наибольшее количество видов, принадлежит семейству сиговых. Основу фаунистических комплексов составляют арктические пресноводные: тугун, сиг-пыжьян, сиг-валек, налим, таймень, ленок, хариус, гольян-пеструха, сибирский голец, пестроногий подкаменщик, осетр, щука, сибирский елец, окунь, ерш.

Воздействие Олекмо-Чарской ГЭС на окружающую среду будет оказываться в период строительства и в период дальнейшей эксплуатации станции.

7.4.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Олекмо-Чарского ГУ будет выполняться следующий комплекс работ:

1) выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
2) отсыпка перемычек;
3) подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
4) расчистка и планировка территории;
5) возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
6) строительство основных сооружений;
7) 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.

В период строительства ГУ на окружающую среду будут оказываться следующие виды воздействий:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе сводка леса
- 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.

Ввиду отсутствия в районе створа ГУ населенных пунктов специальные работы по санитарной подготовке ложа водохранилища не требуются, кроме очистки ложа от древесной и кустарниковой растительности.

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

7.4.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1) Организационные:
   - Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ);
   - Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);
   - Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;
   - Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
   - Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;
   - Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;
   - Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;
   - Организация и проведение производственного экологического контроля.
2) Санитарно-технические
   - Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;
   - Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;
   - Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

- Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;
- Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;
- Организация контроля соблюдения установленных нормативов ПДВ
- Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;
- Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;
- Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;
- Организация стоянок автотранспорта в специально оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

7.4.4 Отходы, образующиеся при строительстве

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

1) Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

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

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho,\ m \qquad (7.1)$$

где N- объем бетонных работ, м^3

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

ρ- плотность бетона, т/м^3 (ρ =2,5 т/м^3)

$$M = \frac{609700 \cdot 1{,}8}{100\%} \cdot 2{,}5 = 27437 \text{ т.}$$

2) Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков

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 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, m \qquad (7.2)$$

где N- количество арматуры, т

q- удельный норматив образования, % (q =1,0%)
ρ- удельный вес арматуры, т/м^3 (ρ =2,0 т/м^3)

$$M = \frac{100 \cdot 1{,}0}{100\%} \cdot 2{,}0 = 2 \text{ т}$$

Таким образом, в результате строительства будет образовано 27437 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2 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.

7.4.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период строительства ГУ на окружающую среду будут оказываться следующие виды воздействий:

- сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
- на среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водного режима 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.

8 Оценка объемов реализации энергии и расходов

8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Электроэнергия – понятие, имеющее большое значение как для в бытовой, так и для технической сфер. Определяет собой количество электрической энергии, выдаваемой в сеть генераторами и полученной из сети потребителями. На сегодняшний день является одним из самых востребованных видов продукции.

К особенностям электроэнергии как товара относятся:

1) совпадение во времени процессов производства и потребления электроэнергии и равенство объема выработанной и потребленной электроэнергии в каждый момент времени;
2) невозможность запасания электроэнергии в достаточных количествах в масштабе энергосистемы;
3) невозможность заранее точно оговорить объемы генерации и потребления электроэнергии;
4) невозможность с физической точки зрения определить, кто произвел электроэнергию, использованную тем или иным потребителем.

В таблице 8.1 приведены объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации.

Таблица 8.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	2020	2021	2022	2023
Установленная мощность, МВт	423	423	423	423
Число часов использования установленной мощности	4320	4320	4320	4320
Выработка электроэнергии, МВт	1827360	1827360	1827360	1827360
Расход электроэнергии на СН, %	1	1	1	1
Расход электроэнергии на СН, МВт·ч	18273,6	18273,6	18273,6	18273,6
Объем реализации электроэнергии, МВТ·ч	1809086,4	1809086,4	1809086,4	1809086,4
Тариф на электроэнергию, руб/МВт·ч	1007	1042	1077	1110
Выручка от реализации электроэнергии, млн. руб	151,8	157,1	162,4	167,3
НДС к выручке, млн. руб	23,1	23,9	24,8	25,5

Рост тарифов на электроэнергию обусловливает рост выручки от продажи электроэнергии.

8.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполняется на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» [25] на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

1) амортизационные отчисления;
2) расходы по страхованию имущества;
3) эксплуатационные расходы;
4) расходы на ремонт производственных фондов;
5) расходы на услуги регулирующих организаций;
6) налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитываются, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества принимаем в размере (от остаточной балансовой стоимости основных фондов) 0,08%.

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

Период расчета в программе – 264 месяца, период окупаемости – 78 месяцев.

Эксплуатационные расходы на уровне цен первого квартала 2021 года представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб·МВт	Величина, тысруб
Фонд оплаты труда	255,2	107949,6
Прочее	274,0	115902,0
Итого	529,2	223851,6

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются, исходя из величины инвестиций. Удельные значения расходов определены в соответствии с [25] и представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина, %
От 1 до 5лет	0,04
От 6 до 15 лет	0,06
От 16 до 25	0,08

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2017года [25]. Результаты представлены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих компаний

Наименование	Ставка	Величина, тыс.руб
ОАО «СО ЕЭС»	135,38 тыс.руб·МВт	57265,7
ОАО «АТС» (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб.·МВт·ч	4009,2
ОАО «ЦФР» (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб.·МВт·ч	1162,2
Итого	-	62437,2

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации [26] для реки Олекма, составляет 4,8 рублей за 1 тыс. кВт•ч электроэнергии (постановление Правительства РФ от 30.12.2006г. №876).

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

млн. руб

Год	2020	2021	2022	2023	2024
Амортизационные отчисления	166	166	166	166	166
Расходы на страхование	26,7	51	75,2	100,1	125,8
Эксплуатационные затраты	223,8	223,8	223,8	223,8	223,8
Расходы на ремонт ПФ	1,1	2,1	4,7	6,2	7,8
Расходы на услуги регулирующих компаний	62,4	62,4	62,4	62,4	62,4
Налог на воду	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5
Итого	497,7	523	549,7	576,2	603,6

Структура текущих затрат показана на рисунке 8.1.

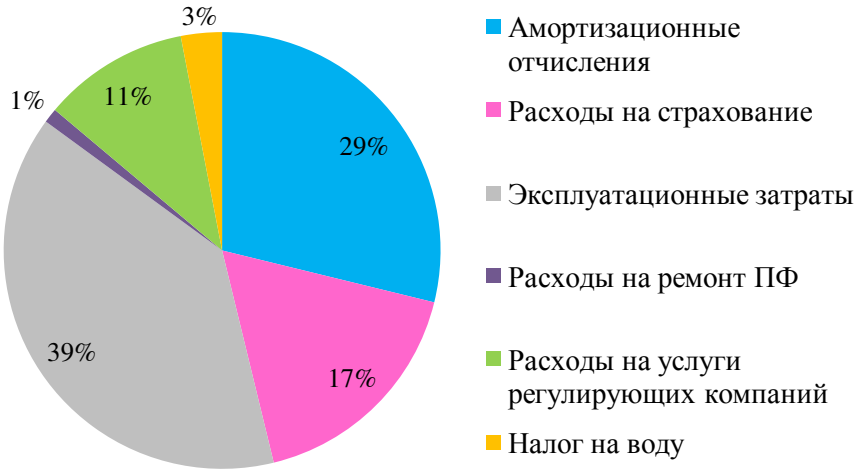


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат, %.

Наибольшие затраты идут на амортизацию, эксплуатацию и страхование, что обусловлено ставками, установленными ЕСУ РусГидро.

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы – это отток денежных средств после завершения строительства проектируемой ГЭС. Значительная их часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ. Существует возможность введения льготного периода, что существенно повлияет на показатели эффективности проектируемого объекта. Учитываем следующие налоги:

1) НДС – 18% от добавленной стоимости;
2) взносы в социальные фонды – 34 % от фонда оплаты труда;
3) налог на имущество – 2,2 % от стоимости имущества;
4) налог на прибыль – 20 % от налогооблагаемой прибыли;
5) налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в разделе 8.2.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2023–2027 годы приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

млн. руб

Год	2023	2024	2025	2026	2027
Налог на прибыль	633,7	656,7	677,9	698,4	717,7
НДС	636,5	656,5	674,9	692,7	709,4
Взносы в социальные фонды	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
Налог на имущество	155,7	152,1	148,4	144,8	141,1
Итого	1433,3	1472,6	1508,6	1543,2	1575,5

8.4 Оценка суммы прибыли

Прибыль – это денежное выражение основной части денежных накоплений, создаваемых предприятиями любой формы собственности. Как экономическая категория она характеризует финансовый результат. Прибыль является показателем, наиболее полно отражающим эффективность производства, объем и качество произведенной продукции, состояние производительности труда, уровень себестоимости.

Основной формой отражения эффективности производственной деятельности Олекмо-Чарской ГЭС по производству электроэнергии является «Отчет о прибыли и убытках». В отчете определяются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогу на прибыль, чистая прибыль.

Годовая прибыль в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль

Год	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	3328,1	3440,3	3544,9	3656,8	3758,2
Текущие расходы, млн.руб.	497,7	523	549,8	576,2	603,6
EBIT (Прибыль до налогообложения), млн.руб.	2830,4	2917,2	2995,1	3080,5	3154,9
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	566,1	583,4	599	616,1	630,9
NOPAT (Чистая прибыль), млн.руб.	2264,3	2333,8	2396,1	2464,4	2523,7
Ставка налога на прибыль T,%	20	20	20	20	20

На рисунке 8.2 показана динамика роста чистой прибыли за время реализации проекта.

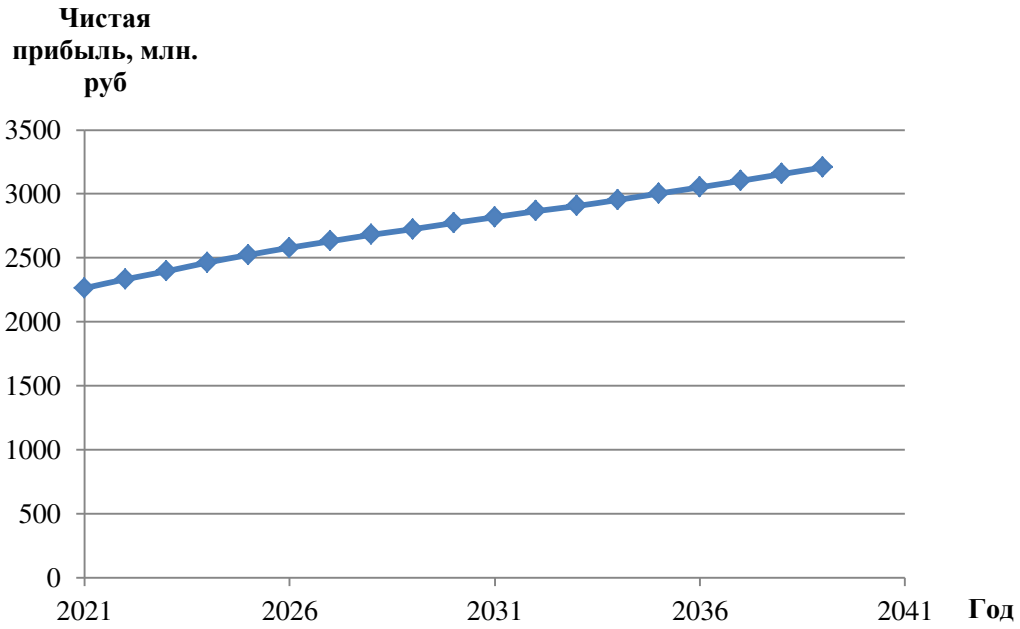


Рисунок 8.2 – Динамика роста суммы чистой прибыли

Благодаря вводу оборудования в эксплуатацию происходит резкий прирост чистой прибыли. Дальнейшее ее увеличение обусловлено ростом выработки электроэнергии и тарифов на нее.

8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Сценарные условия ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9 [25]).

8.5.1 Методология и исходные данные для оценки проекта

Расчеты курсового проекта производились с помощью ПК ProjectExpert. Для целей финансово-экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Олекмо-Чарской ГЭС на реке Олекма мощностью 423 МВт составляет 22года, вплоть до 2040г. в соответствии с ЕСУ ПАО «РусГидро» [25].
- используемая финансовая модель при оценке эффективности отражает реальную ситуацию, сложившуюся к данному времени на российском рынке.

Допускается, что во время реализации проекта не будет происходить глобальных изменений существующих законов.

Использование электроэнергии Олекмо-Чарской ГЭС в ОЭС Востока определено на основании покрытия перспективных уровней электропотребления 2018-2020 годов.Рост тарифов на электроэнергию для РСВОЭС Востока принят в соответствии с прогнозом тарифов и цен для объектов генерации ЕСУ ПАО «РусГидро».

8.5.2 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта сводится к определению показателей эффективности инвестиций. Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Олекмо-Чарской ГЭС на реке Олекма мощностью 423 МВт. Под расходами понимаются собственные средства ПАО«РусГидро»,реализующего инвестиционный проект строительства Олекмо-Чарской ГЭС.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта

Ставка дисконтирования, %	11,6
Период окупаемости – PB, мес.	62
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес.	78
Средняя норма рентабельности – ARR, %	35,4
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб	12029,9
Индекс прибыльности – PI	2,61
Себестоимость электроэнергии, руб/кВт·ч	0,12
Удельные капиталовложения, руб/кВт	21290,3

8.6 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов осуществления проекта на доходы и расходы федерального и регионального

бюджетов. Показатели бюджетной эффективности рассчитываются на основании определения потока бюджетных средств. К притокам бюджетных средств относятся притоки от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Год	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
В федеральный бюджет, млн. руб	173,41	146,44	525,73	613,60	1101,23	1295,08	1338,10	1377,70
В региональный бюджет, млн. руб	0,00	20,99	136,05	163,03	159,38	155,72	152,07	148,42
Итог, млн. руб	173,41	167,43	661,78	776,63	1260,61	1450,80	1490,17	1526,12

Большая часть налоговых выплат идет в федеральный бюджет, так как в него входят все налоги, кроме налога на имущество, выплаты по которому поступают в региональный бюджет, в связи с чем доля последнего в структуре выплат невелика. Ввиду износа основных фондов уменьшается налог на имущество, и, следовательно, поступления в региональный бюджет.

8.7 Анализ чувствительности

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины индекса доходности к изменениям:

- ставки налогов;
- цены электроэнергии и мощности;
- объемов инвестиций;
- ставки дисконтирования.

Далее на рисунках 8.3, 8.4, 8.5 и 8.6 приведены зависимости NPV от изменения указанных выше параметров.

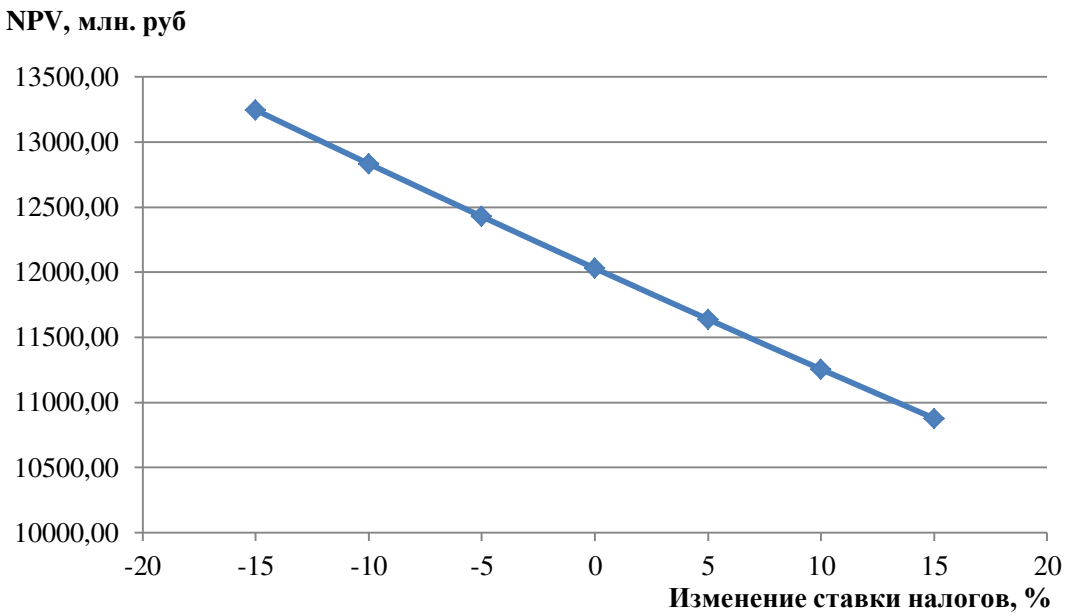


Рисунок 8.3 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки налогов

При уменьшении ставки налогов наблюдается рост чистого приведенного дохода и наоборот.

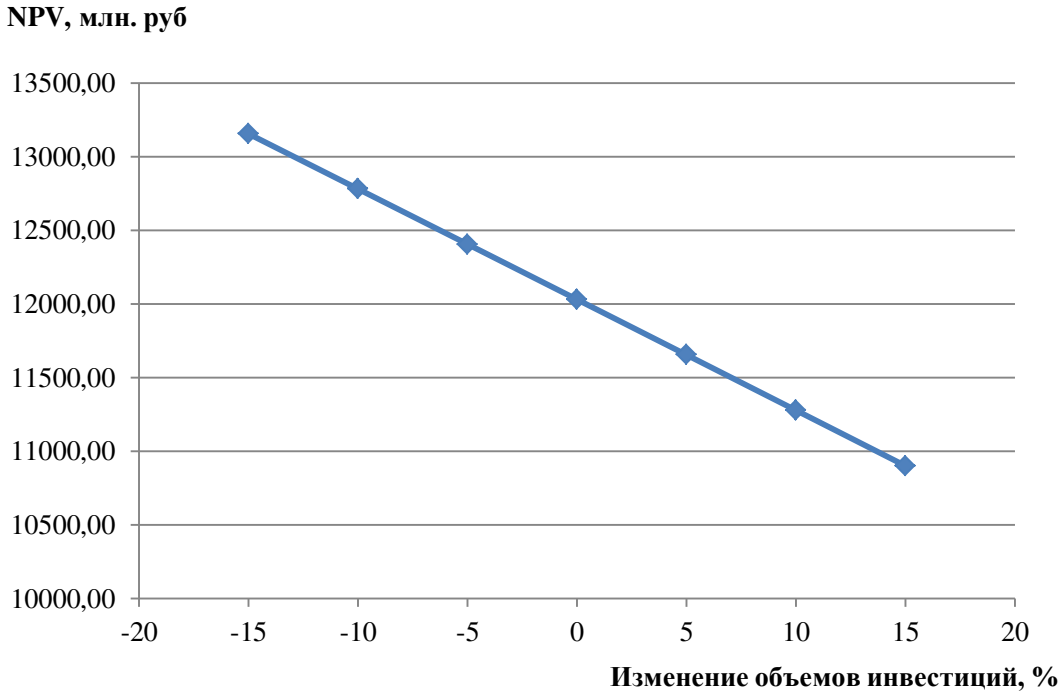


Рисунок 8.4 – Изменение NPV в зависимости от изменения объема инвестиций

При уменьшении объемов инвестиций наблюдается рост чистого приведенного дохода и наоборот.

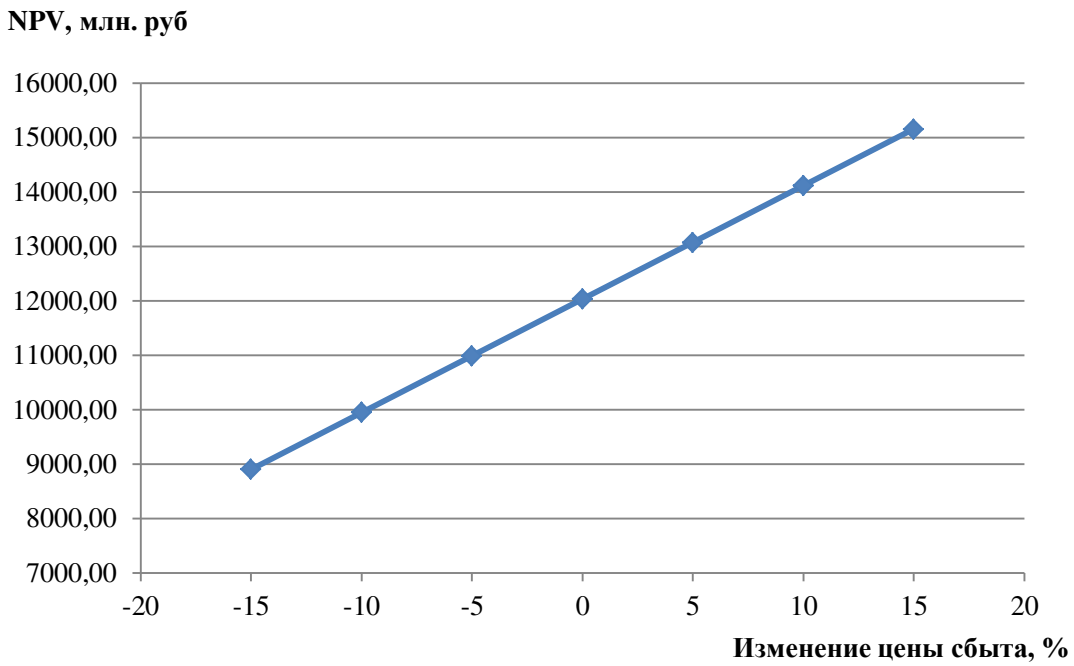


Рисунок 8.5 – Изменение NPV в зависимости от изменения цены сбыта

При увеличении цены сбыта увеличивается и чистый приведенный доход.

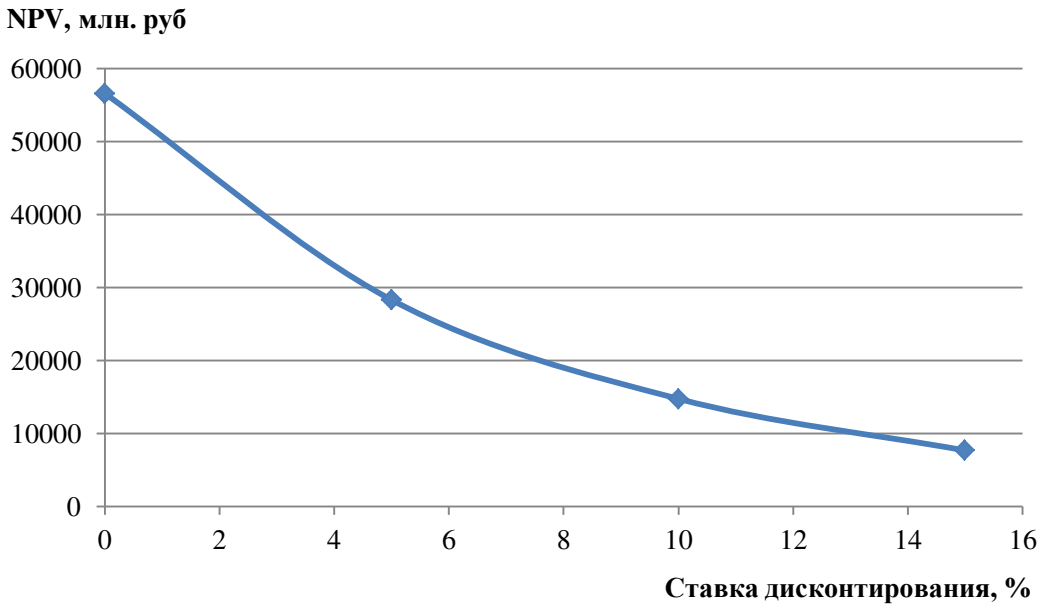


Рисунок 8.6 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования

При увеличении ставки дисконтирования чистый приведенный доход уменьшается.

9 Расчет гидроудара в турбинных водоводах и измерение уровня воды в аэрационных трубах при различных режимах работы

9.1 Основные величины для расчета гидроудара

Гидравлическим ударом называется повышение или понижение гидромеханического давления в напорном трубопроводе, вызванное изменением во времени (в каком-либо сечении трубопровода) средней скорости движения жидкости.

Достаточно точное исследование задачи о гидравлическом ударе было впервые выполнено Н.Е. Жуковским (в 1898 г.), который дал дифференциальные уравнения, описывающие явления удара, а также полное решение этих уравнений. Кроме того, Жуковский проверил свою теорию специально поставленными опытами на Московской водопроводной сети.

Гидравлический удар в напорном трубопроводе может достигать большой величины давления и значительно изменяться благодаря изменению во времени скорости движения жидкости. Поэтому определение величины удара производится для расчета водоводов на прочность. Гидравлический удар оказывает существенное влияние на переходные процессы при работе турбинных установок: пуск, остановка, отключение от энергосистемы и так далее и должен учитываться при их расчетах.

Удар распространяется по трубопроводу как упругая волна со скоростью с, м/с, зависящей от деформируемости (упругости) жидкости и стенок трубопровода.

Величина ударного давления ΔH, м, определяется разностью давлений при неустановившемся и при установившемся режимах. Если ΔH>0,то удар называется положительным, при ΔH<0 – отрицательным.

Напор H, м, в данном сечении водовода определяется высотой пьезометрического уровня, отсчитанной от уровня нижнего бьефа. При расчете гидравлического удара в напорных водоводах ГЭС потеря напора и скоростной режим могут не учитываться. В этом случае при установившемся движении во всех сечениях водовода напор будет одинаковым и равен статическому H_0. В период неустановившегося движения:

$$H = H_0 + \Delta H \qquad (9.1)$$

Изменение напора при гидравлическом ударе влияет на расход и мощность турбины и осложняет регулирование турбины при переходных процессах.

Давление p, м,(среднее) действующее в данном сечении водовода, будет равно разности напора высоты центра данного сечения над уровнем нижнего бьефа:

$$p = H - z \qquad (9.2)$$

Скорость в водоводе ν, м/с, зависит от расхода турбины. Максимальному расходу соответствует наибольшая скорость $\nu_{макс}$.

9.2 Исходные условия к расчету гидравлического удара

Расчет гидравлического удара является сложной математической задачей. Для точного метода расчета необходимо учитывать влияние спиральной камеры и отсасывающей трубы, что не представляется возможным ввиду нехватки данных. Поэтому при расчете гидравлического удара в турбинном водоводе будем пользоваться приближенными методами расчета и принимать турбинный водовод как простой трубопровод с постоянным сечением по всей длине.

На гидроэлектростанции роль затвора, регулирующего расход воды, выполняет направляющий аппарат реактивной турбины. На установках с реактивными турбинами повышается давление в турбинном водоводе и в спиральной камере и одновременно понижается давление, то есть увеличивается вакуум, в отсасывающей трубе. При чрезмерном увеличении вакуума в отсасывающей трубе может произойти разрыв сплошности потока. После такого разрыва вода по инерции некоторое время будет продолжать движение в сторону нижнего бьефа, затем остановится и начнет двигаться в обратном направлении и, подойдя к турбине, ударит по лопастям рабочего колеса, по лопаткам направляющего аппарата и по крышке турбины. В результате таких явлений на ГЭС происходят крупные аварии – поломка лопастей турбины, лопаток направляющего аппарата и так далее.

В эксплуатации ГЭС происходят как сбросы, так и внезапные увеличения нагрузки. При быстром увеличении нагрузки повышается давление в отсасывающей трубе и уменьшается давление в спиральной камере и в трубопроводе. Опасность может представить такое уменьшение давления, при котором на выступающих углах трассы образуется вакуум, который может повлечь за собой сплющивание трубы. Поэтому при расчете турбинного водовода определяют не только повышение, но и понижение давления, принимаются меры к исключению образования в нем опасного вакуума.

Поэтому закрытие турбины (направляющего аппарата) вызывает положительный удар в водоводе, а открытие – отрицательный удар. Величина удара зависит от времени закрытия $T_з$ и открытия T_0.

Скорость распространения волны удара по водоводу при постоянных по длине, диаметре и толщине стенки определяется по обобщенной формуле Н.Е. Жуковского:

$$c = \frac{c_ж}{\sqrt{1+\frac{\varepsilon}{E}\cdot\psi}} = \frac{1425}{\sqrt{1+\frac{21000}{170000}\cdot 11{,}4}} = 917{,}45\ \frac{м}{с} \qquad (9.3)$$

где $c_ж$ – скорость звука в жидкости, для воды равная 1425 м/с;

ε – модуль объемной упругости жидкости, равный для холодной воды $2{,}1 \cdot 10^4$ кгс/см^2;

E – модуль упругости материала стенок трубопровода, равный для ж/бетона $1{,}7 \cdot 10^5$ кгс/см^2;

ψ – безразмерный коэффициент, учитывающий деформативность стенок водовода, для железобетонного водовода:

$$\psi = \frac{D}{\delta \cdot (1+9{,}5 \cdot \alpha)} = \frac{5{,}66}{0{,}4 \cdot (1+9{,}5 \cdot 0{,}025)} = 11{,}43 \qquad (9.4)$$

где D – внутренний диаметр водовода;

δ – толщина стенки трубы;

α – коэффициент армирования кольцевой арматурой, равный 0,025.

Фазой удара называется время, которое необходимо для пробега ударной волны удвоенной длины водовода:

$$t_{\text{ф}} = \frac{2 \cdot L}{c} = \frac{2 \cdot 77}{917{,}45} = 0{,}17 \text{ с} \qquad (9.5)$$

где L – длина турбинного водовода.

Относительное открытие:

$$a = a_{\text{н}} \pm \frac{t}{T} \qquad (9.6)$$

где для случая открытия берется знак плюс и $T = T_0$, а для закрытия берется знак минус и $T = T_{\text{з}}$.

Время закрытия направляющего аппарата определяется в соответствии с [4]:

$$T_{\text{з}} = \frac{\beta_0 \cdot GD^2 \cdot n_{\text{н}}^2}{1800 \cdot N_{\text{н}}} = \frac{0{,}4 \cdot 112 \cdot 187{,}5^2}{1800 \cdot 52{,}9} = 16{,}5 \text{ с} \qquad (9.7)$$

где β_0 – временная неравномерность хода турбины, принимаемая в диапазоне 0,3÷0,5;

$n_{\text{н}}$ – номинальная частота вращения турбины;

$N_{\text{н}}$ – номинальная мощность турбины;

GD^2 – маховый момент ротора турбины (МН) [4]:

$$GD^2 = 2500 \cdot N_{\text{н}}^{0{,}8} \cdot n_{\text{н}}^{-1{,}2} = 2500 \cdot 52{,}9^2 \cdot 187{,}5^{-1{,}2} = 112 \text{ МН} \qquad (9.8)$$

Относительная величина удара:

$$\text{E} = \frac{H - H_0}{H_0} \qquad (9.9)$$

Постоянная инерции напорного водовода:

$$T_i = \frac{Q_{\text{макс}}}{g \cdot H_0} \cdot \frac{L}{f} = \frac{129{,}5 \cdot 77}{9{,}81 \cdot 57 \cdot 22{,}72} = 0{,}78 \text{ с} \quad (9.10)$$

где $Q_{\text{макс}}$ – наибольший расход в период установившегося движения воды;
g – ускорение свободного паления, равное 9,81 м/с^2;
f – площадь поперечного сечения турбинного водовода.
Коэффициент сечения водовода p:

$$p = \frac{c \cdot Q_{макс}}{2 \cdot g \cdot H_0 \cdot f} = \frac{917{,}45 \cdot 129{,}5}{2 \cdot 9{,}81 \cdot 57 \cdot 22{,}72} = 4{,}68 \quad (9.11)$$

9.3 Аналитический расчет ударного давления

Направляющий аппарат закрывается не мгновенно, а в течение $T_з$=16,5 с, поэтому в конце водовода происходит постепенное изменение расхода воды и перед турбиной возникает нарастающее во времени повышение давления, которое будет распространяться вверх по водоводу. За промежуток времени L/c первичная волна, вызванная закрытием направляющего аппарата, достигнет ВБ и еще через такое же время отраженная волна пройдет путь по водоводу сверху вниз. Если $T_з \leq t_ф$, то отраженная от ВБ волна придет к лопаткам направляющего аппарата, когда они уже закрылись. Такой гидравлический удар называется прямым ударом. Если $T_з > t_ф$, то к моменту прихода отраженной от ВБ волны направляющий аппарат не успеет полностью закрыться и повышение давления не достигнет максимального значения. Такое явление называется непрямым ударом.

Максимальное повышение давления при гидравлическом ударе происходит при изменении скорости от максимального значения v_{0max} до нуля v=0, когда открытие направляющего аппарата изменяется от полного до нуля:

$$\Delta H_{\text{пред}} = \frac{c \cdot v_{0max}}{g} = \frac{917{,}45 \cdot 5{,}7}{9{,}81} = 533{,}08 \text{ м} \quad (9.12)$$

где v_{0max} – максимальная допустимая скорость воды в водоводе.

Безразмерная характеристика ζ определяет в относительных единицах предельное повышение напора или давления в трубопроводе:

$$\zeta = \frac{c \cdot v_{0max}}{g \cdot H_0} = \frac{917{,}45 \cdot 5{,}7}{9{,}81 \cdot 57} = 9{,}35 \quad (9.13)$$

Напор в конце водовода при ударе будет равен:

$$H_{\text{пред}} = H_0 + \Delta H = 57 + 533{,}08 = 590{,}08 \text{ м} \quad (9.14)$$

Сила, с которой действует давление воды:

$$F = f \cdot H_{\text{пред}} = 22{,}72 \cdot 590{,}08 = 13{,}406{,}11 \text{ кН} \quad (9.15)$$

Из полученных расчетов видно, что напор возрастет почти в 10 раз, а сила, с которой действует давление воды, примерно равна 14 тысяч т. Этого достаточно, чтобы разрушить вращающиеся части, поэтому на гидроэлектростанции при сбросе полной нагрузки турбин прямой удар не допускается.

Время закрытия направляющего аппарата турбины $T_з$=16,5 с, время открытия T_0=11,7 с. Получаем при заданном времени открытия непрямой гидроудар и в случае открытия, и в случае закрытия направляющего аппарата, так как $t_ф$<T_0 и $t_ф$<$T_з$.

В случае закрытия направляющего аппарата давление нарастает со временем, и наибольшее значение удара достигается к концу закрытия, такой удар называется предельный удар.

Величину ударного давления в таком случае можно определить по формуле (9.12):

$$E_T = \frac{T_i}{2 \cdot T_з}\left[\frac{T_i}{T_з \cdot (1 - h^0)} + \sqrt{\left(\frac{T_i}{T_з \cdot (1 - h^0)}\right)^2 + 4}\right] \quad (9.16)$$

$$E_T = \frac{0{,}78}{2 \cdot 16{,}54} \cdot \left[\frac{0{,}78}{16{,}54 \cdot (1 - (-0{,}04))} + \sqrt{\left(\frac{0{,}78}{16{,}54 \cdot (1 - (-0{,}04))}\right)^2 + 4}\right] = 0{,}05$$

где h^0 – коэффициент, учитывающий характеристику пропускной способности турбины, который для реактивных турбин равен:

$$h^0 = 0{,}5 - \frac{n_в}{600} = 0{,}5 - \frac{321{,}1}{600} = -0{,}04 \quad (9.17)$$

где $n_в$ – коэффициент быстроходности турбины:

$$n_в = \frac{n}{H} \cdot \sqrt{\frac{1{,}36 \cdot N}{\sqrt{H}}} = \frac{187{,}5}{57} \cdot \sqrt{\frac{1{,}36 \cdot 52875}{\sqrt{57}}} = 321{,}1 \quad (9.18)$$

Превышение напора при режиме закрытия направляющего аппарата в случае непрямого удара:

$$\Delta H = H_0 \cdot E_T = 57 \cdot 0{,}05 = 2{,}78 \text{ м} \quad (9.19)$$

В случае открытия направляющего аппарата наибольшая величина удара наступает к концу первой фазы, а все последующие фазы дают меньшее значение удара. Такой удар называется первофазным.

Величина ударного давления:

$$E_1 = 2 \cdot p\left[\left(a_{\text{н}} + \frac{p \cdot a_1^2}{1-h^0}\right) - \sqrt{\left(a_{\text{н}} + \frac{p \cdot a_1^2}{1-h^0}\right)^2 - a_{\text{н}}^2 + a_1^2}\right] \quad (9.20)$$

где $a_{\text{н}} = 0{,}13$ м – максимальная величина открытия НА (берется из ГУХ)

a_1 – величина относительного открытия для случая открытия НА:

$$a_1 = a_{\text{н}} + \frac{t_{\text{ф}}}{T_o} = 0{,}13 + \frac{0{,}17}{11{,}7} = 0{,}15 \text{ м} \quad (9.21)$$

$$E_1 = 2 \cdot 4{,}68\left[\left(0{,}13 + \frac{4{,}68 \cdot 132{,}06^2}{1-(-0{,}04)}\right) - \sqrt{\left(0{,}1 + \frac{4{,}66 \cdot 0{,}1^2}{1-(-0{,}04)}\right)^2 - 0{,}13^2 + 0{,}15^2}\right] = -0{,}08$$

Превышение напора при режиме открытия направляющего аппарата в случае непрямого удара:

$$\Delta H = H_0 \cdot E_1 = 57 \cdot (-0{,}08) = -4{,}58 \text{ м} \quad (9.22)$$

Исходя из вышеприведенных расчетов, можно сделать вывод, что гидравлические удары в турбинных водоводах являются опасными явлениями, которые способны привести к разрушению механических частей турбины и в целом гидроагрегата. Основными способами уменьшения влияния гидроудара является установка клапанов срыва вакуума в крышку турбины, которые предотвращают образование вакуума в полости рабочего колеса и установка аэрационных труб в турбинном водоводе.

9.4 Измерение уровня воды в аэрационных трубах при различных режимах работы

Для предотвращения (смягчения) ударной волны в напорном водоводе турбины предусматривается специальные аэрационные трубы, через которые засасывается воздух при закрытии (сбросе) быстропадающего затвора и глубокого вакуума не образуется.

Определим максимальный уровень воды в аэрационной трубе, который может быть при установившемся режиме при отметке ФПУ 182,00 м.

Уровень воды в аэрационной трубе $H_{\text{а.тр.}}$ с учетом потерь напора ΔH по формуле (9.18) составит:

$$H_{\text{а.тр.}} = H_{\text{ФПУ}} - \Delta H = H_{\text{ФПУ}} - \left(h_{\text{реш}} + \Delta h_{\text{ст.атр}}\right) \quad (9.23)$$

$$H_{\text{а.тр.}} = 182{,}00 - (2{,}82 + 2{,}6) = 176{,}58 \text{ м}$$

где $h_{\text{реш}}$ – потери напора на чистой сороудерживающей решетке:

$$h_{\text{реш}} = \varepsilon \cdot \frac{v_{\text{реш}}^2}{2 \cdot g} = 2{,}42 \cdot \frac{4{,}78^2}{2 \cdot 9{,}81} = 2{,}82 \text{ м} \quad (9.24)$$

где ε – коэффициент сопротивления стержней, равный 2,42;

$v_{\text{реш}}$ – скорость воды перед сороудерживающей решеткой:

$$v_{\text{реш}} = \frac{Q}{F_{\text{сеч.реш}}} = \frac{129{,}5}{30{,}2} = 4{,}29 \text{ м/с} \quad (9.25)$$

где $F_{\text{сеч.реш}}$ – площадь сечения сороудерживающей решетки;

$\Delta h_{\text{ст.атр}}$ – потери напора при преобразовании потенциальной энергии потока в кинетическую:

$$\Delta h_{\text{ст.атр}} = \left(\frac{v_{\text{а.тр}}^2}{2 \cdot g} - \frac{v_{\text{реш}}^2}{2 \cdot g}\right) = \left(\frac{5{,}7^2}{2 \cdot 9{,}81} + \frac{4{,}29^2}{2 \cdot 9{,}81}\right) = 2{,}6 \frac{\text{м}}{\text{с}} \quad (9.26)$$

где $v_{\text{а.тр}}$ – скорость воды перед входом в аэрационную трубу:

$$v_{\text{а.тр}} = \frac{Q}{F_{\text{сеч}}} = \frac{129{,}5}{22{,}72} = 5{,}7 \text{ м/с} \quad (9.27)$$

Из получившегося максимально возможного уровня воды при установившемся режиме при принятой первоначально отметке верха аэрационных труб 184,20 м перелива в помещении нет. Труба выше максимального уровня на 7,62 м, из этого следует, что принятая отметка допустима. На рисунке 9.1 показана отметка уровня воды в аэрационной трубе при установившемся режиме при отметке ФПУ 182,00 м.

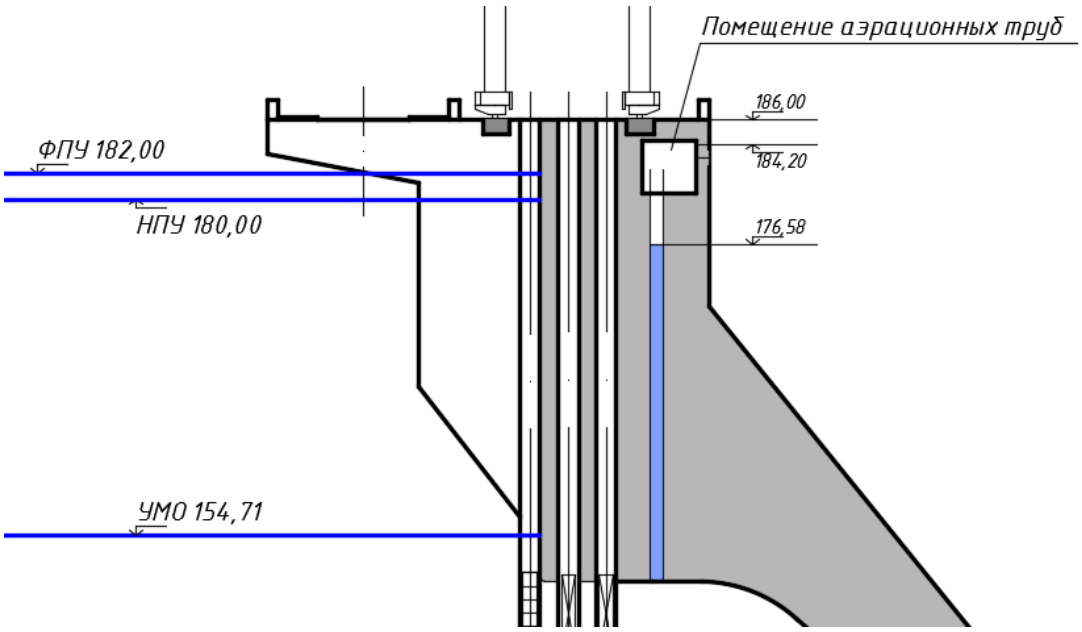


Рисунок 9.1 – Отметка уровня воды в аэрационной трубе при установившемся режиме

При закрытии направляющего аппарата турбины, при полном сбросе нагрузки, в аэрационной трубе будет наблюдаться максимальный подъем уровня воды. Этот режим является наиболее опасным и, следовательно, должен учитываться при проектировании гидроэлектростанций и выбора высоты аэрационных труб, чтобы не создавалось опасных переливов воды в помещение аэрационных труб и на низовую грань плотины.

Произведем расчет поднятия уровня воды в аэрационных трубах в случае закрытия направляющего аппарата. Для этого рассмотрим аэрационную трубу в качестве пьезометра. Линию 1-1 примем осью потока, линию О-О – плоскостью сравнения (рисунок 9.2)

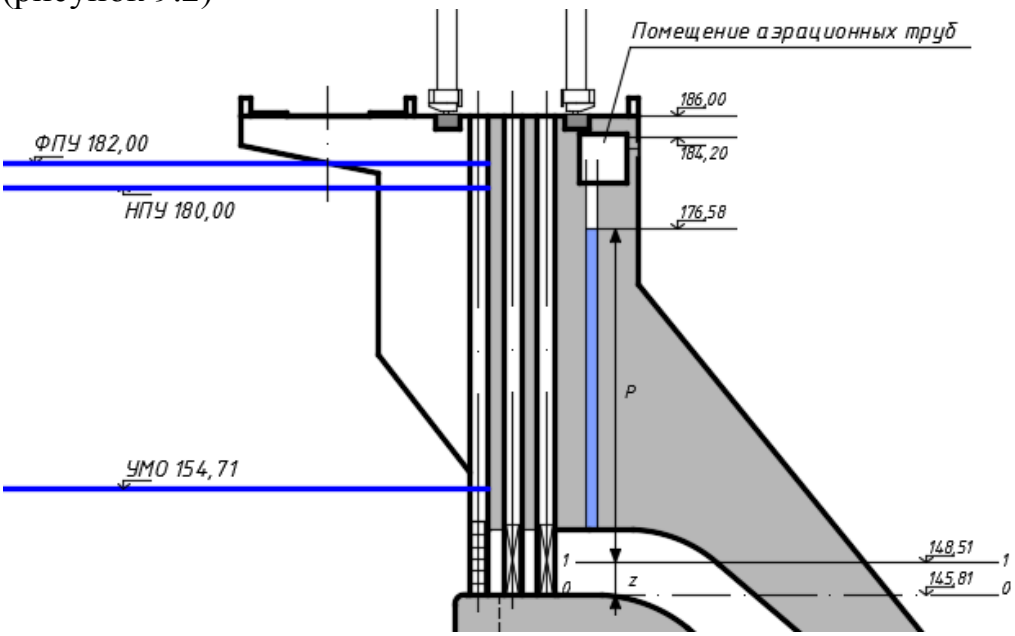


Рисунок 9.2 – Расчетная модель

Если пренебречь скоростным напором, то можно составить уравнение Бернулли, из которого определим уровень воды:

$$z_1 + p_1 = z_2 + p_2 = const \quad (9.28)$$

где z_1, z_2 – геометрический напор до и после удара соответственно;
p_1, p_2– пьезометрический напор до и после удара соответственно.

$$p_2 = z_1 + p_1 - z_2 = 2{,}70 + 28{,}23 - 2{,}27 = 28{,}36 \text{ м} \quad (9.29)$$

Получаем следующую отметку уровня воды в аэрационной трубе:

$$\text{УВ} = 148{,}51 + 28{,}66 = 177{,}17 \text{ м}$$

Следовательно, при отметке верха аэрационных труб 184,20 м перелива в помещении не будет. Данная отметка допустима.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассчитаны и определены показатели, выбраны элементы и параметры Олекмо-Чарской ГЭС, с плотиной высотой 67 м. на реке Олекма, являющейся сооружением II класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного случая 1% ($Q_{1\%}$ = 4915 м3/с) и поверочного 0,01% ($Q_{0,1\%}$ = 5899 м3/с).

В ходе водно-энергетических расчетов была выбрана установленная мощность Олекмо-Чарской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки в период межени и половодья. Установленная мощность составляет 423 МВт. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 154,71 м. Полезный объем при отметке НПУ составляет 10,62 км^3. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 2747 млн. кВт·ч.

На втором 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 – 57 м;
- расчетный – 45,7 м;
- минимальный – 30,5 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 1075 м3/с.

Была выбрана турбина типа ПЛ60-В-400. По результатам расчетов оптимальным оказался вариант с восемью гидроагрегатами, диаметром рабочих колес 4 м.

Для выбранной радиально-осевой турбины с синхронной частотой вращения 187,5 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-660/165-32 с номинальной активной мощностью 57 МВт.

Далее был выбран класс напряжения и тип РУ КРУЭ 220 кВ, а также структурная схема ГЭС с объединенными блоками и принята схема распределительного устройства – "две системы сборных шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование:

- блочные трансформаторы ТДЦ 80000/220,
- трансформаторы собственных нужд ТСЗ-1000/10 УХЛ-1.

В качестве генераторного выключателя, принят вакуумный выключатель ВГГ-10-63/5000-У3 производства компании ОАО «Электроаппарат», в качестве ячеек КРУЭ были выбраны ячейки ЯГГ-220 производства компании ОАО «Электроаппарат».

Также был рассмотрен и рассчитан обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Была спроектирована водосливная плотина на скальном основании. В состав напорного фронта входят:

- Правобережная глухая грунтовая плотина длиной 439,62 м;
- Правобережная глухая бетонная плотина длиной 87,70 м;
- Станционная плотина длиной 128 м;
- Бетонная водосливная плотина длиной 90 м;
- Левобережная глухая грунтовая плотина длиной 443,24 м.

Общая длина гидротехнического сооружения составила 1215,56 м.

В ходе расчетов были определены следующие параметры:

- класс гидротехнического сооружения: II
- количество водосливных пролетов – 5, шириной 14 м;
- отметка гребня водослива ∇ГВ = 170,0 м;
- отметка гребня быка ∇ГБ = 186,0 м;
- ширина подошвы плотины по основанию 50,2 м;
- в качестве гасителя энергии потока был рассчитан носок-трамплин
- удельный расход на водосливе равен 61,3 $м^2/с$.

Для частичного опорожнения водохранилища был предусмотрен глубинный водосброс.

В этом же разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составил 1,3 (нормативное значение для сооружений II класса – 1,2). При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина удовлетворяет условию прочности и устойчивости.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

– удельная себестоимость производства электроэнергии – 12 коп/кВт ч;

– удельные капиталовложения – 21290,3 руб./кВт.

– срок окупаемости 6 лет 6 месяца.

Строительство Олекмо-Чарской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

Также был произведен расчет гидроудара в напорном водоводе турбины ПЛ60-В-400 и рассчитаны отметки уровня воды в аэрационной трубе при установившемся режиме и при закрытии направляющего аппарата.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е.Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затеева, Е.Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е.Ю. Затеева. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: http://so-ups.ru/
4. 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.
5. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования » [Электронный ресурс]// «ПАО РусГидро». – Режим доступа: http://www.rushydro.ru.
6. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанции 35-750 кВ. Типовые решения [Электронный ресурс]// «ФСК ЕЭС» – Режим доступа: http://fsk-ees.ru.
7. Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России» Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
8. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
9. Расчет токов короткого замыкания в программном комплексе RastrKZ: методические указания по эксплуатации программы для практических занятий, лабораторных работ, курсового и дипломного проектирования / сост. Л.В. Толстихина, Н.Н. Феденев; под ред. Л.В. Толстихиной. –Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал СФУ, 2012. – 40 с.
10. 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.
11. ГОСТ Р 56303 – 2014 Оперативно – диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению [Электронный ресурс]// «Электронный фонд». – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/.

12. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций » [Электронный ресурс]// «ФСК ЕЭС» – Режим доступа: http://fsk-ees.ru
13. ГОСТ Р 56302-2014 Оперативно – диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования [Электронный ресурс]// «Электронный фонд». – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/
14. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных схем распределительных устройств подстанций 35 – 750 кВ [Электронный ресурс]// «ФСК ЕЭС» – Режим доступа: http://fsk-ees.ru.
15. Толстихина, Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электро – энергетических систем в примерах и иллюстрациях; учебное пособие для практических занятий / Л.В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный ун-т; Саяно – Шушенский филиал, 2010. – 180 с.
16. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 6,7, 2014г.
17. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
18. СП 40.13330.2012. Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная версия СНиП 2.06.06-85 - М.: ФГУП ЦПП, 2004
19. СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). - М.: ФГУП ЦПП, 2004.
20. Рассказов Л.Н., Орехов В.Г., Анискин Н.А., Малаханов В.В., Бестужева А.С., Саинов М.П., Солдатов П.В., Толстиков В.В. Гидротехнические сооружения. Часть 1. Учебник для вузов. – Москва: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2008. – 528с.
21. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П.Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.
22. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84*. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2011. – 80 с.
23. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике, утвержденные приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113.
24. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО, Москва, 2008 г., утвержденные РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.
25. Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2016 - 2041 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 08.02.2016 г. №92).
26. Часть вторая Налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000г. N117-ФЗ //Текст части второй Налогового кодекса опубликован в "Российской газете" от 10 августа 2000г. N153-154.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Графики нагрузки и ИКН

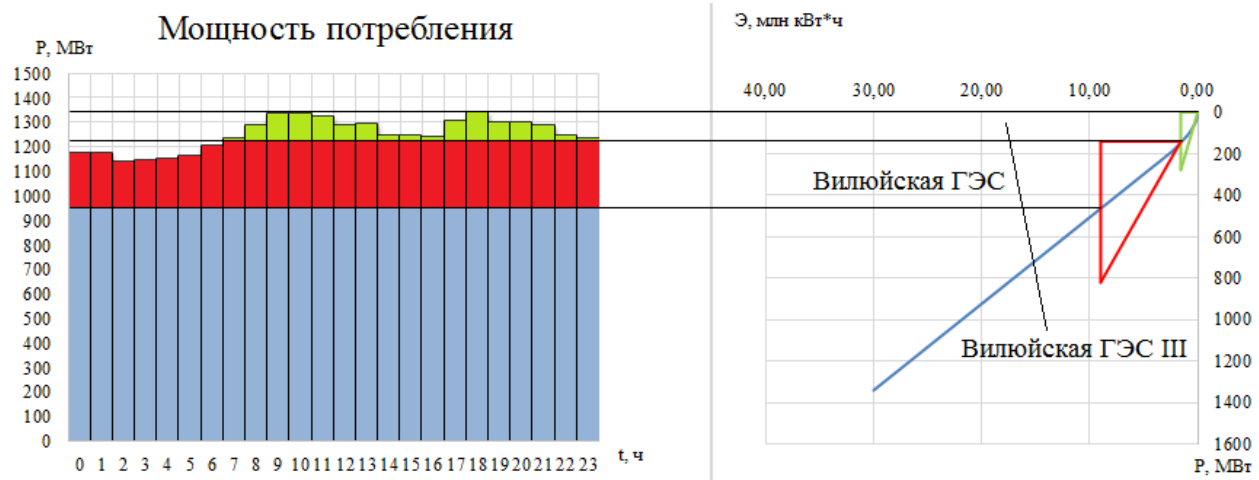


Рисунок А.1 – Нагрузка зимнего периода и ИКН с зонами работы существующих ГЭС

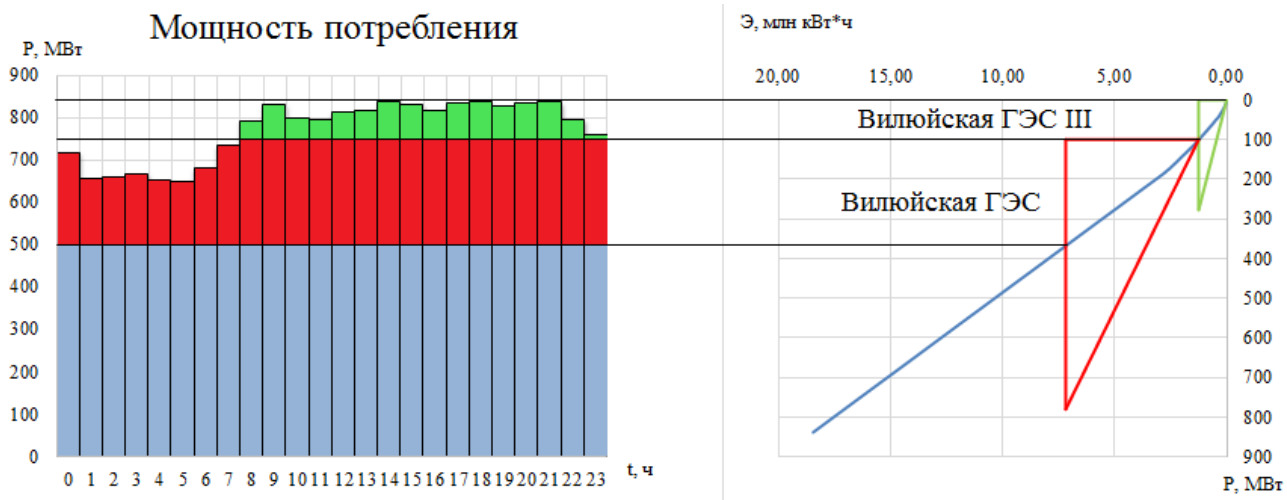


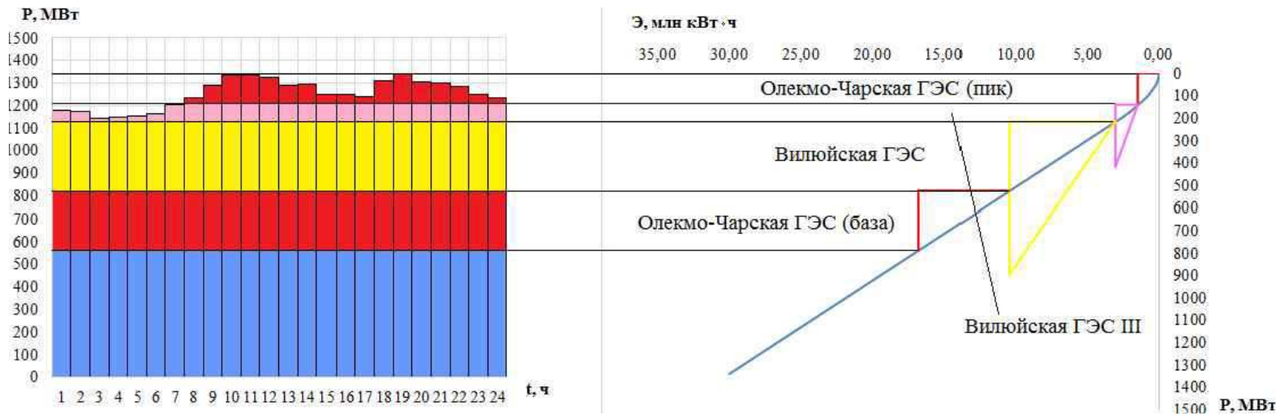
Рисунок А.2 – Нагрузка летнего периода и ИКН с зонами работы существующих ГЭС

Олекмо-Чарская ГЭС

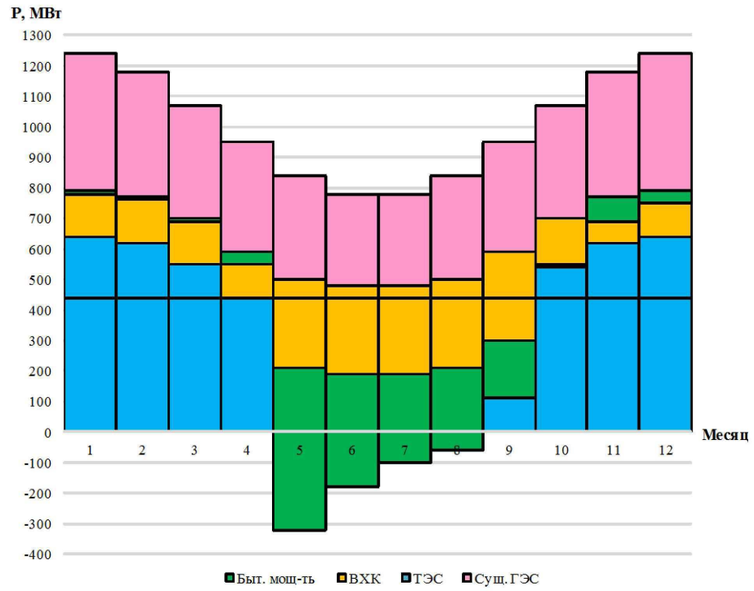
Установленная мощность - 423 МВт

Среднемноголетняя выработка - 2,75 млрд. кВт·ч

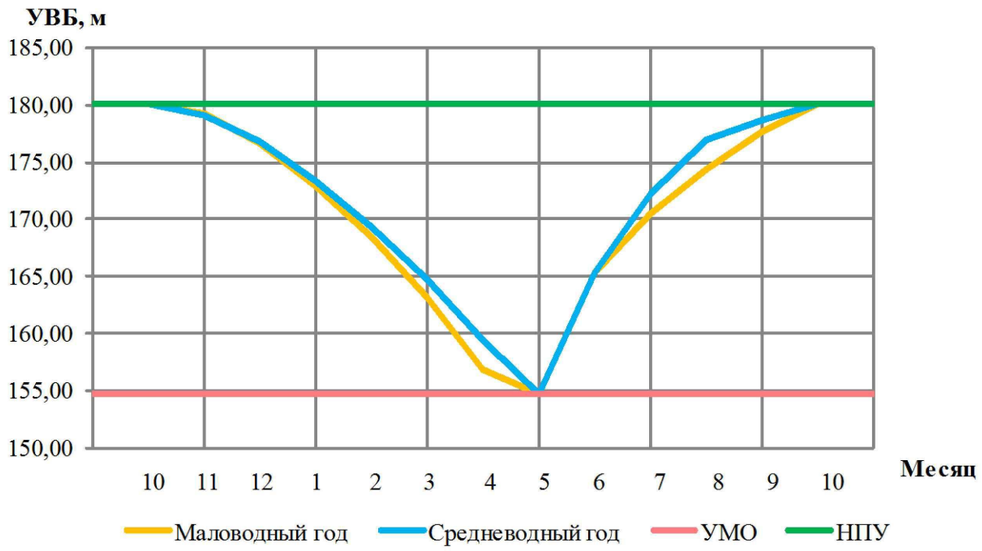
Суточный график нагрузки и ИКН зимнего периода



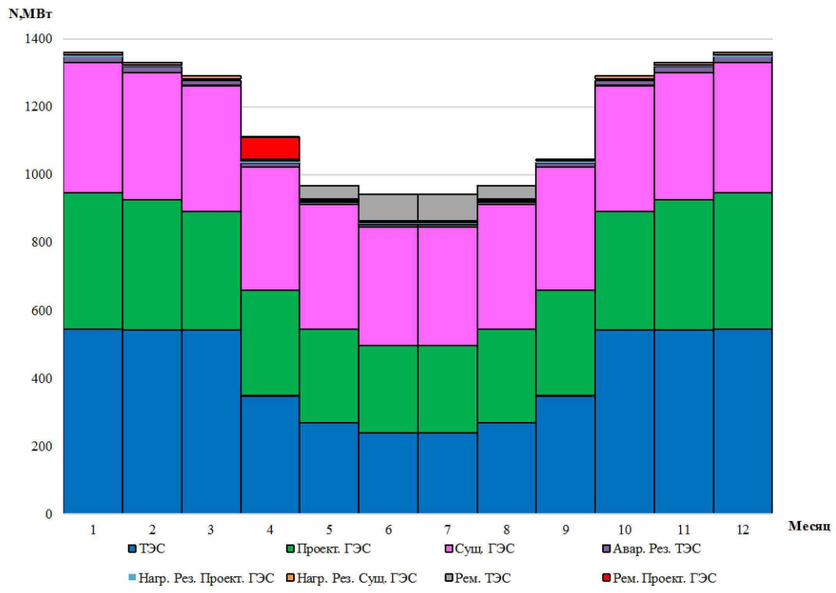
Баланс энергии



Сработка-наполнение водохранилища



Баланс мощности



Согласовано

Взам. инв. №

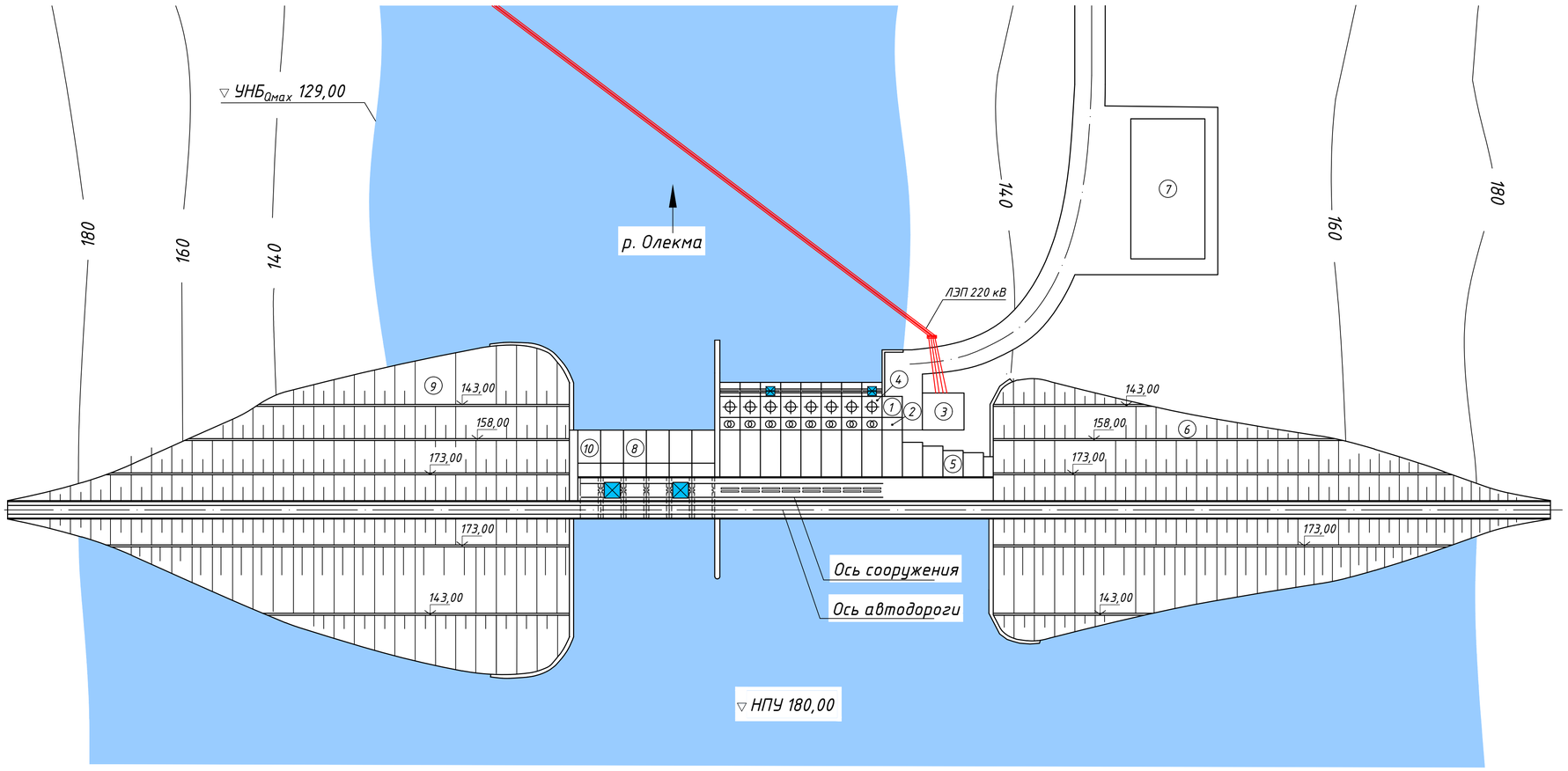
Подпись и дата

Инв. № подл.

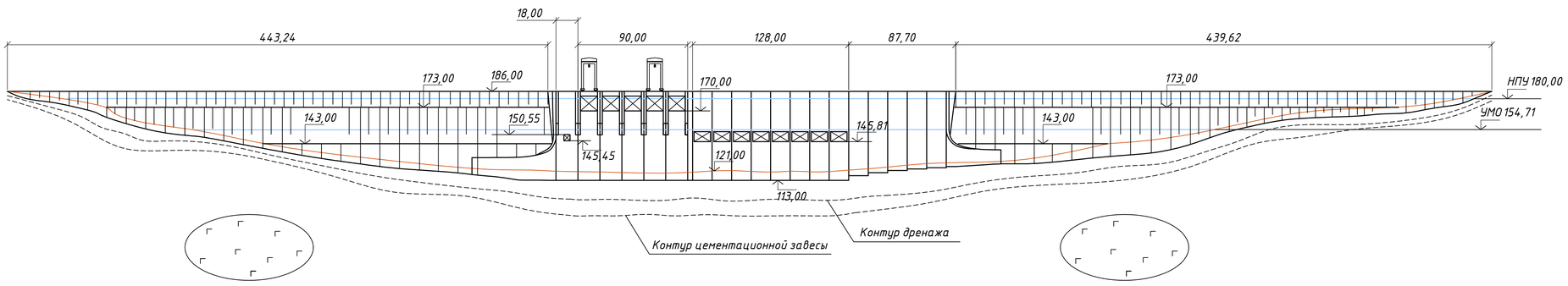
Формат А3

Генеральный план

Масштаб 1:2000



Вид с верхнего бьефа



Экспликация объектов

№	Наименование
1	Монтажная площадка
2	Площадка для ремонта трансформаторов
3	КРУЭ 220 кВ
4	Машинный зал
5	Правобережная бетонная плотина
6	Правобережная грунтовая плотина
7	Административное здание
8	Водосливная плотина
9	Левобережная грунтовая плотина
10	Глубинный водовыпуск (водоспуск)

Ведомость проекта

№ п/п	Обозначение	Наименование
1	ВКР-13.03.02-1401654-ГП	Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Ведомость проекта
2	ВКР-13.03.02-1401654-ГР1	Поперечный разрез здания ГЭС. Основные данные оборудования
3	ВКР-13.03.02-1401654-ГР2	Поперечный разрез водосливной плотины. План водосливной плотины
4	ВКР-13.03.02-1401654-ГР3	Эпюры краевых напряжений в горизонтальном сечении по подошве
5	ВКР-13.03.02-1401654-ГР4	Сокращённый состав нагрузок и воздействий
6	ВКР-13.03.02-1401654-ЭС1	Главная схема электрических присоединений
7	ВКР-13.03.02-1401654-ЭС2	Схема устройств РЗ и А генератора
8	ВКР-13.03.02-1401654-ПЗ	Пояснительная записка

Базальт

Генератор

Трансформатор

1. Размеры и отметки на чертеже даны в метрах

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВКР-13.03.02-1401654-ГП		
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Разраб.		Каноза				Проектирование Олекмо-Чарской ГЭС на реке Олекма	Стадия	Лист	Листов
Провер.		Затеев							8
Т.контр.									
Н.контр.						Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Ведомость проекта	ГГЭЭС, 2018	
Утв.								

Согласовано

Взам. инв. №

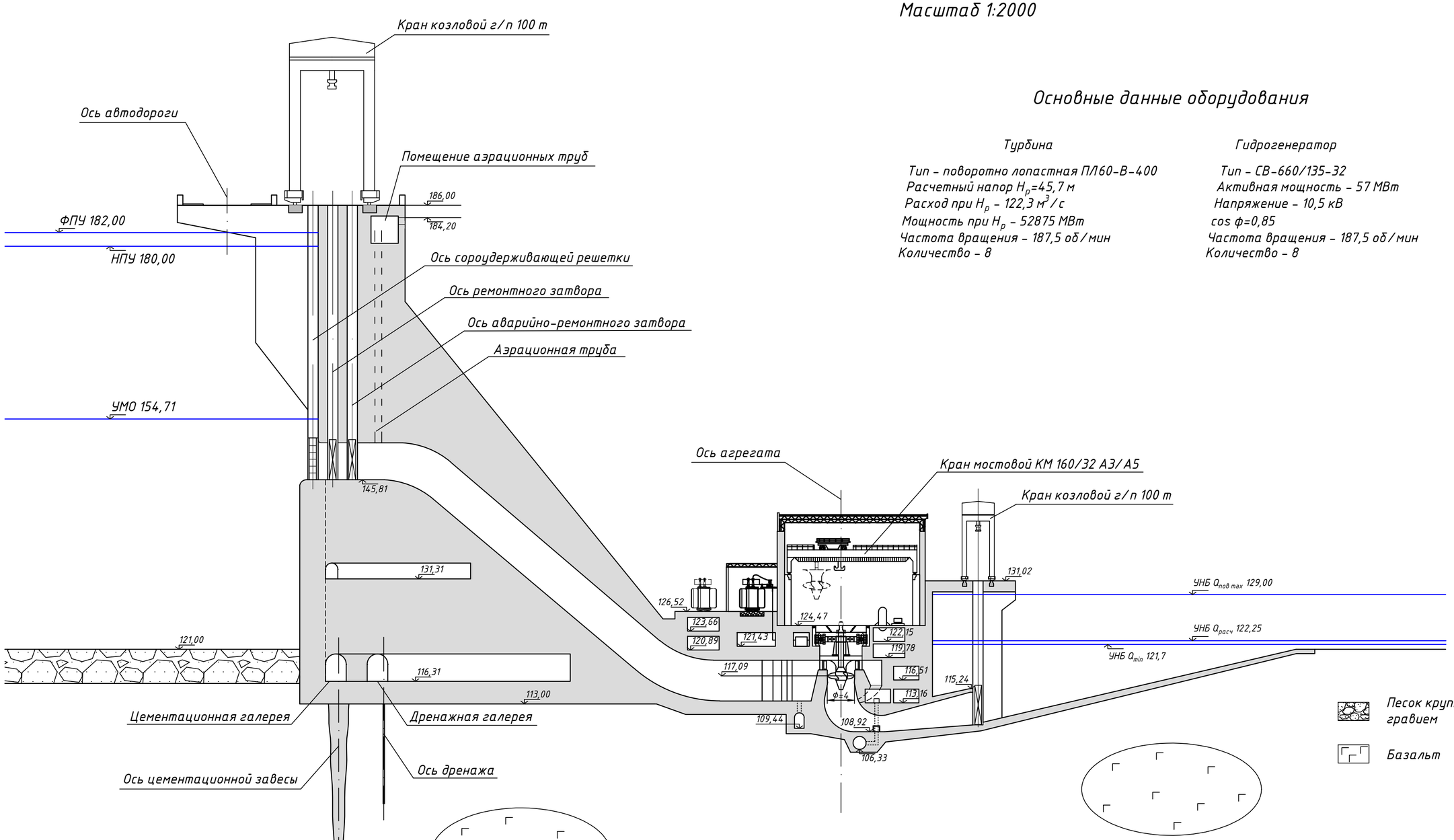
Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А1

Поперечный разрез машинного зала Олекмо-Чарской ГЭС

Масштаб 1:2000



Основные данные оборудования

Турбина

Тип – поворотно лопастная ПЛ60-В-400
Расчетный напор H_p=45,7 м
Расход при H_p – 122,3 $м^3/с$
Мощность при H_p – 52875 МВт
Частота вращения – 187,5 об/мин
Количество – 8

Гидрогенератор

Тип – СВ-660/135-32
Активная мощность – 57 МВт
Напряжение – 10,5 кВ
cos ф=0,85
Частота вращения – 187,5 об/мин
Количество – 8

1. Ведомость проекта см. в чертеже ВКР 13.03.02-1401654-ГП

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВКР 13.03.02-1401654-ГР1
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета
Разраб.		Камоза				Проектирование Олекмо-Чарской ГЭС на реке Олекма
Провер.		Масленникова				Стадия: — / Лист: 2 / Листов:
Т.контр.						
Н.контр.						Поперечный разрез здания ГЭС. Основные данные оборудования
Утв.						ГГЭЭС, 2018

Согласовано

Взам. инв. №

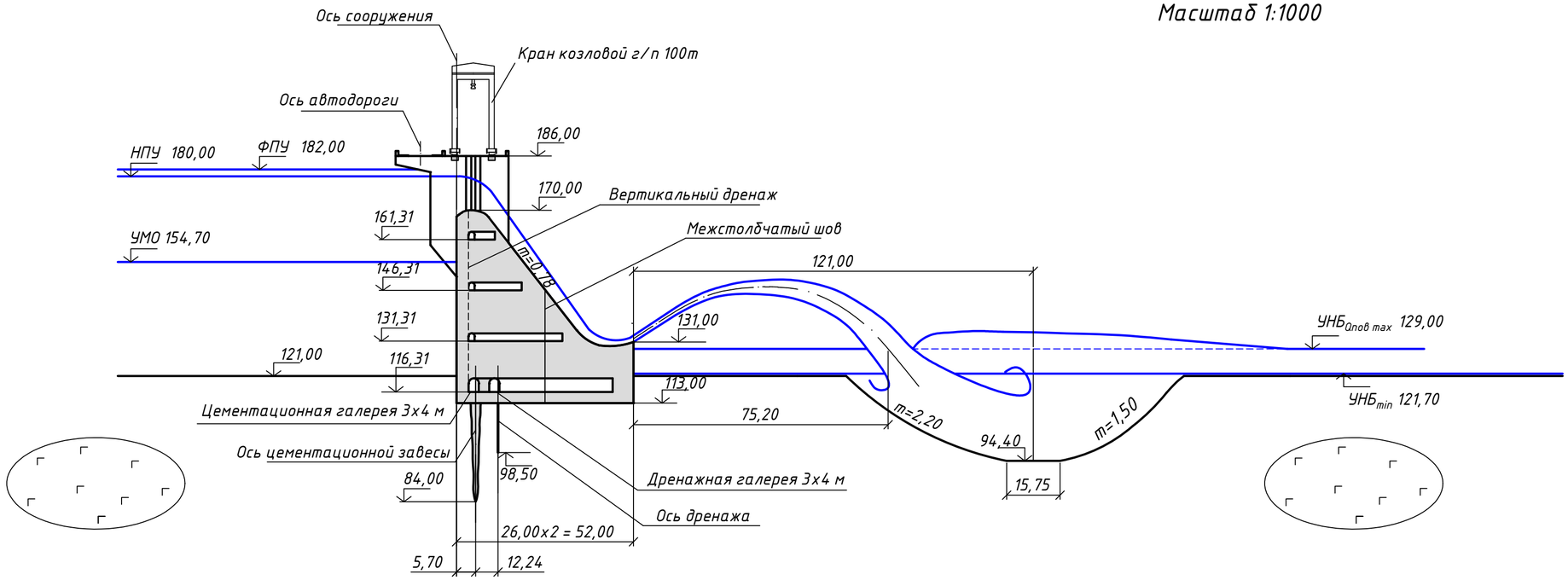
Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А2

Поперечный разрез водосливной плотины

Масштаб 1:1000



Базальт

План водосливной плотины

1. Размеры и отметки на чертеже даны в метрах
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-1401654-ГП

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВКР-13.03.02-1401654-ГР2		
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Разраб.		Камоза				Проектирование Олекмо-Чарской ГЭС на реке Олекма	Стадия	Лист	Листов
Провер.		Затеев						3	
Т.контр.									
Н.контр.						Поперечный разрез водосливной плотины. План водосливной плотины	ГГЭЭС, 2018		
Утв.									

Согласовано

Взам. инв. №

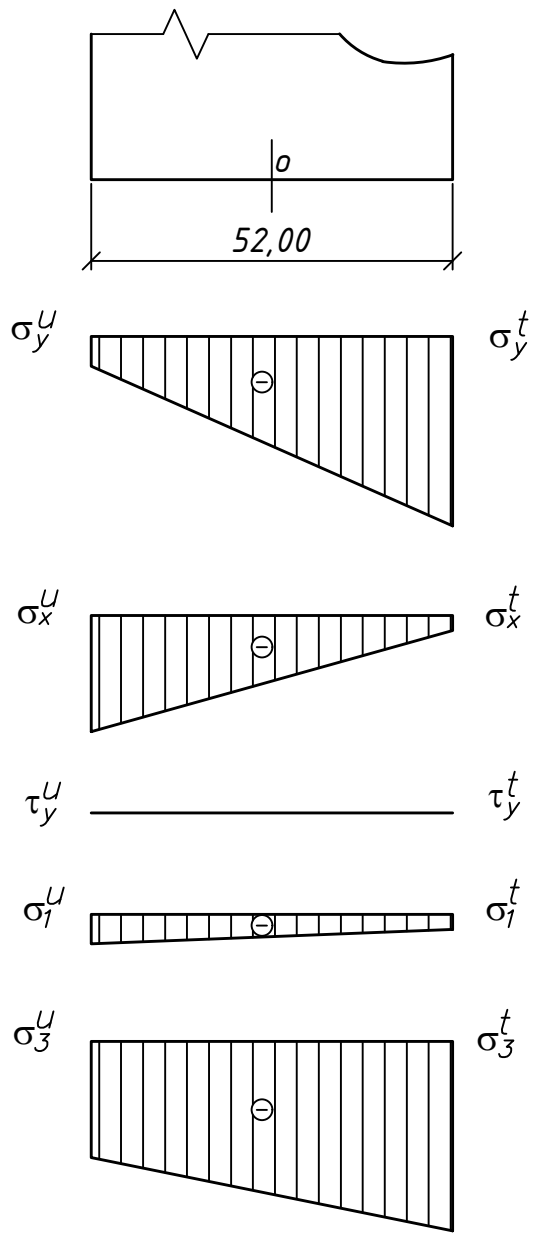
Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А2

Эпюры краевых напряжений в горизонтальном сечении по подошве

Масштаб: в 1мм 40кПа



Напряжение	Значение, кПа	
	Верховая грань	Низовая грань
Нормальные напряжения, действующие по горизонтальной площадке, σ_y	-178	-1163
Нормальные напряжения, действующие по вертикальной площадке, σ_x	-670	-87
Касательные напряжения, $\tau_{xy}=\tau_{yx}$	0	0
Главные минимальные сжимающие напряжения, σ_1	-178	-87
Главные максимальные сжимающие напряжения, σ_3	-670	-1163

1. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-1401654-ГП

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Камоза			
Провер.		Затеев			
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.					

ВКР-13.03.02-1401654-ГРЗ

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

Проектирование Олекмо-Чарской ГЭС на реке Олекма

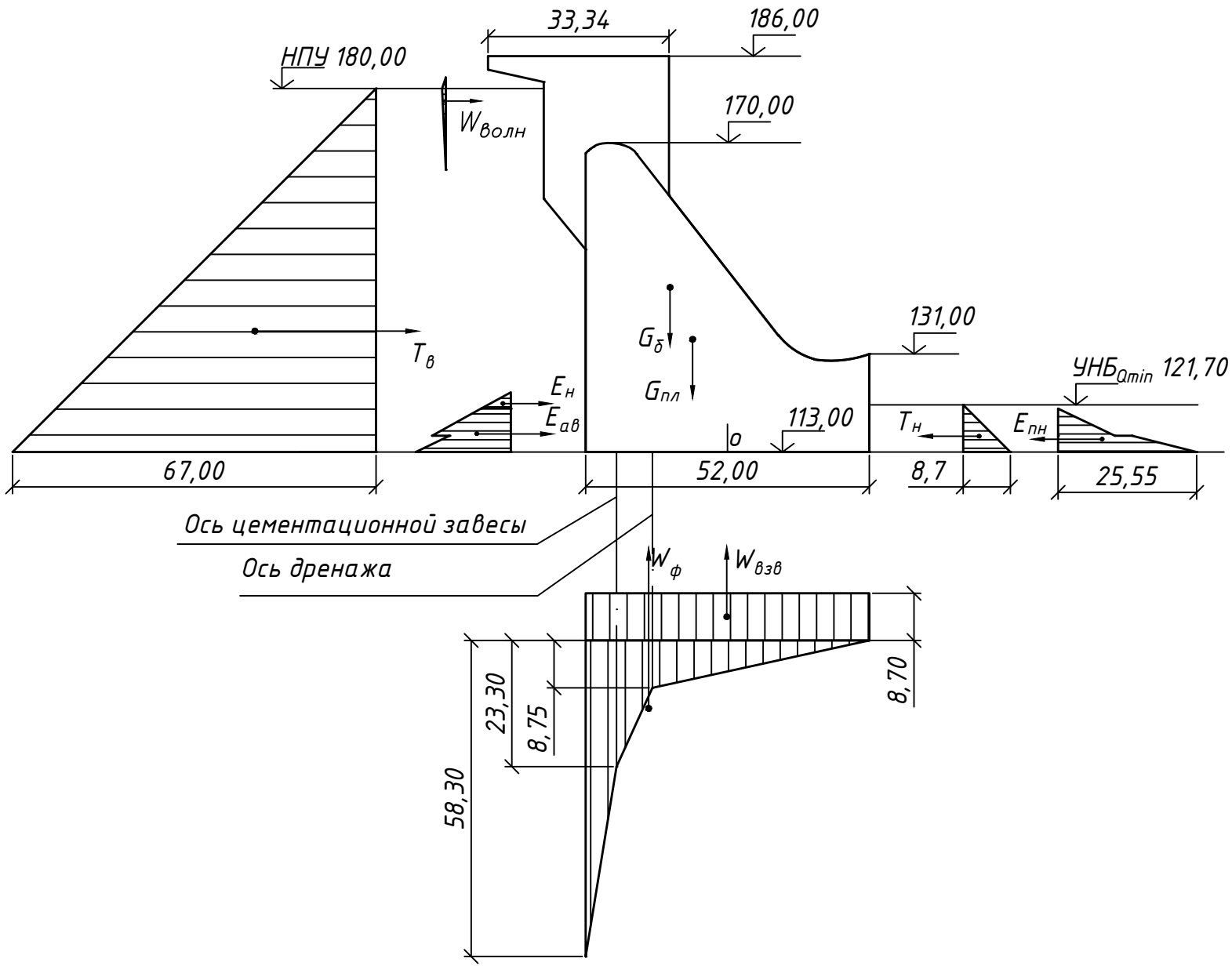
Стадия	Лист	Листов
	4	

Эпюры краевых напряжений в горизонтальном сечении по подошве

ГГЭЭС, 2018

Формат А3

Сокращенный состав нагрузок и воздействий



Нагрузка	Обозначение	Значение, кН
Вес водосливной влотины	$G_{пл}$	32381
Вес быка	$G_б$	12104
Гидростатическое давление воды со стороны ВБ	$T_{ВБ}$	22445
Гидростатическое давление воды со стороны НБ	$T_{НБ}$	379
Фильтрационное давление воды	$W_ф$	5130
Взвешивающее давление воды	$W_{взв}$	4546
Волновое давление	$W_{волн}$	28,7
Активное давление грунта	$E_{ав}$	224
Пассивное давление грунта	Епн	1358
Давление наносов	Ен	18,6

1. Размеры и отметки на чертеже даны в метрах
2. Масштаб $E_{ав}$: 1:2. Масштаб $E_{пн}$: 1:20
3. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-1401654-ГП

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Камоза			
Провер.		Затеев			
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.					

ВКР-13.03.02-1401654-ГР4

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

Проектирование Олекмо-Чарской ГЭС на реке Олекма

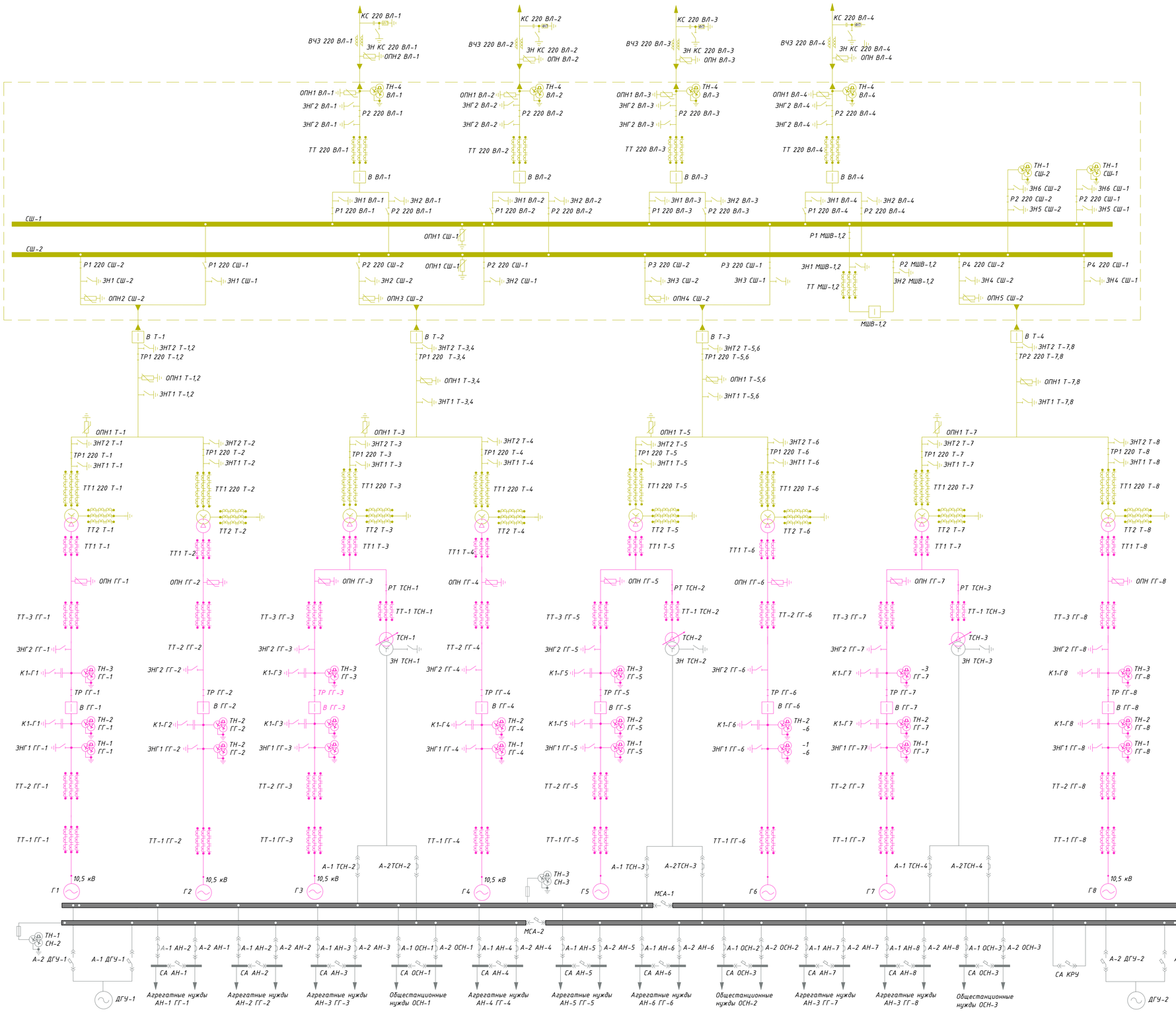
Стадия	Лист	Листов
	5	

Сокращенный состав нагрузок и воздействий

ГГЭЭС, 2018

Формат А3

№ ячейки	1	2	3	4
Диспетчерское наименование	ВЛ 220кВ Олекмо-Чарская ГЭС-Олекминск	ВЛ 220кВ Олекмо-Чарская ГЭС-Олекминск	ВЛ 220кВ Олекмо-Чарская ГЭС-Олекминск	ВЛ 220кВ Олекмо-Чарская ГЭС-Олекминск
Конструкция фазы линии	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32	АС 240/32



КРУЭ ЯГГ-220
Фильтр присоединения ФПМ-Рс-3200/50-124
Ограничитель перенапряжения ОПН-220 с полимерной изоляцией
Разъединитель РДЗ-220Б/1250НТ1
Трансформатор напряжения элегазовый ЗНОГ 220-УХЛ1
Трансформатор тока встроенный элегазовый ТОГф-220-УХЛ1 с фарфоровой изоляцией
Выключатель элегазовый баковый 220 кВ,2000А,31,5 кА
Заземляющие ножи ЗР-220-УХЛ1 рубящего типа
Заземлитель нейтрали силового трансформатора ЗОН-220-УХЛ1
Сборная шина 220 кВт
Силовой трансформатор 13,8/220 ТДЦ-200000/220-У1

Ограничитель перенапряжения ОПН-10,5 с полимерной изоляцией
Заземляющие ножи ЗР-10,5-УХЛ1 рубящего типа
Генераторный выключатель элегазовый ВГГ-10-63/5000-У3
Разъединитель РРЗ-20/6300 МУ3
Трансформатор тока ТОЛ-10-М-4
Трансформатор напряжения ЗНОЛП-10
Генератор синхронный вертикальный СВ-660/165-32 S=67,1МВА, P=57МВТ, cosφ=0,85
Трансформатор собственных нужд ТСЗ-6300/6(10)/0,4

Заземляющие ножи ЗР-35-УХЛ1 рубящего типа
Разъединитель горизонтально-поворотный однополюсный с 2-мя заземляющим ножом 35 кВ
Предохранитель ПКТ-101/35
Трансформатор тока встроенный 35 кВ
Трансформатор резервирования собственых нужд ТМ-6300 35/0,4 "НОМЭК"

Трансформатор напряжения НТС-0,5 УХЛ4
ДГУ1, ДГУ2 2000 кВт, cosφ=0.8
Автоматический выключатель 6300А
ЩСН 0,4 кВ

1. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-1401654-ГП

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	ВКР-13.03.02-1401654-ЭС1		
						Саяно-Шущенский филиал Сибирского федерального университета		
Разраб.		Каноза				Проектирование Олекмо-Чарской ГЭС на реке Олекма	Стадия	Лист: 6 / Листов
Провер.		Погоняйченко						
Т.контр.								
Н.контр						Главная схема электрических присоединений	ГГЭЭС, 2018	
Утв.								

Согласовано

Взам. инв. №

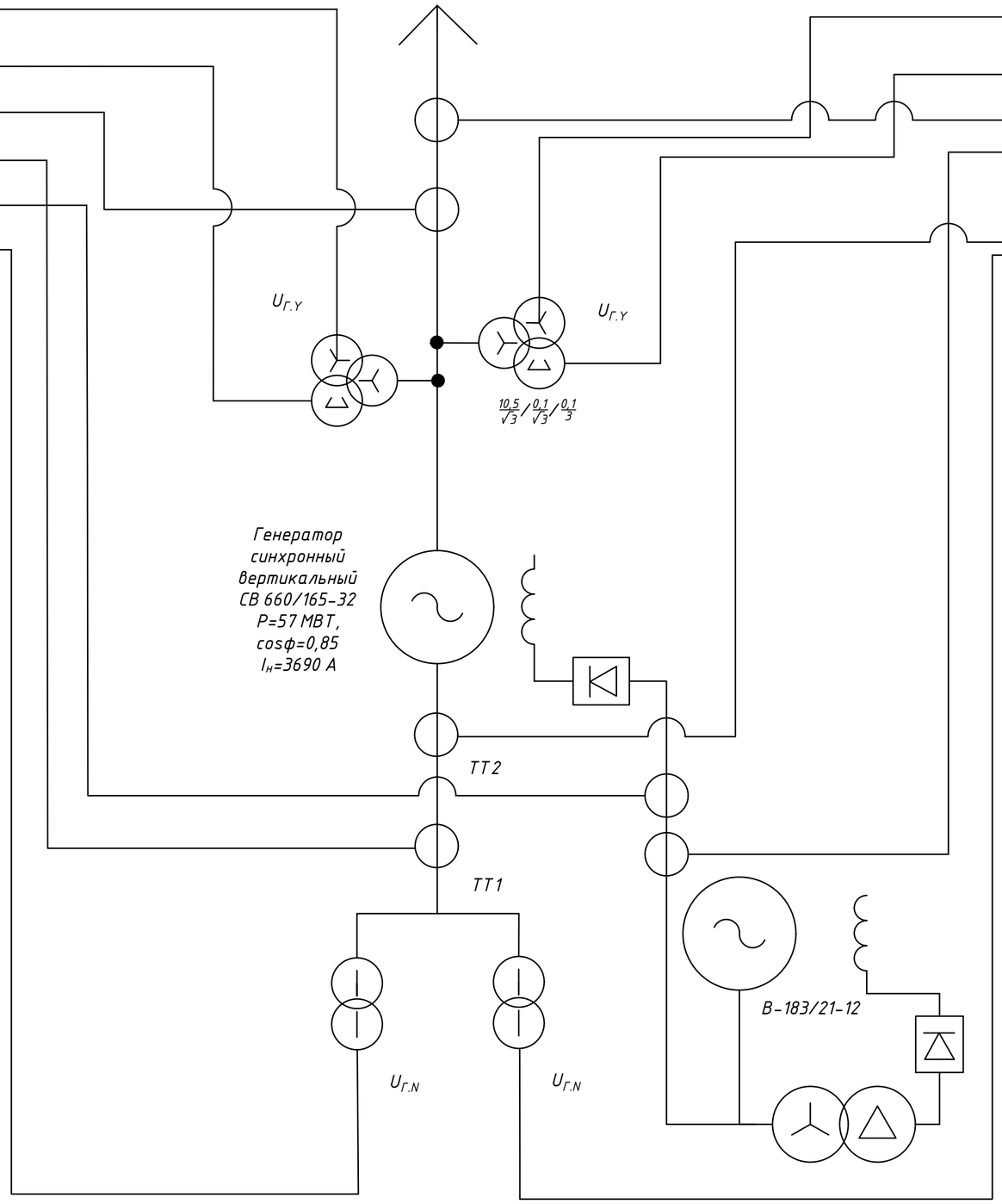
Подпись и дата

Инв. № подл.

Формат А1

ШЭ1110 (Система А)		
Z1<, Z2<, $U_Г$, U1>, U2>, КИН	$U_{Г,Y}$	Y
КИН, $U_п(U_0)$	$U_{Г,\angle}$	∠
IΔG	$I_Г$	Y
IΔG, I2, I1, Z1<, Z2<	$I_{НГ}$	Y
I_P>	$I_{ТВ}$	Y
$U_п(U_0)$	$U_{Г,Н}$	-

ШЭ1110 (Система В)		
Y	$U_{Г,Y}$	Z1<, Z2<, $U_Г$, U1>, U2>, КИН
∠	$U_{Г,\angle}$	КИН, $U_п(U_0)$
Y	$I_Г$	IΔG
Y	$I_{ТВ}$	I_P>
Y	$I_{НГ}$	IΔG, I2, I1, Z1<, Z2<
-	$U_{Г,Н}$	$U_п(U_0)$



Защиты			Уставки		
Наименование	Обозначение		Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы
Диф. защита продольная	IΔG		Ток срабатывания	$0,15 \cdot I_н$	0,69 А
			Коэффициент торможения	0,3	-
			Уставка начального торможения	$0,5 \cdot I_н$	2,31 А
			Тормозной ток	$1,5 \cdot I_н$	6,9 А
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	6 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}		Коэффициент торможения	1,2	-
ЗПН	U>	2 ступень	$U_{СР2}$	$1,4 \cdot U_н$	140 В
		1 ступень	$U_{СР1}$	$1,4 \cdot U_н$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_н$	0,32 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,19 \cdot I_н$	0,88 А
		ОТС I	$I_{2СЗ}$	$0,21 \cdot I_н$	0,97 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_н$	4,9 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_н$	5,1 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,24 \cdot I_н$	5,6 А
	U	ПУСК	$U_{СР}$	$0,66 \cdot U_н$	66 В
ДЗ	Z<	1 ступень	Z_I		0,13 Ом
		2 ступень	Z_{II}		0,56 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_р$	СО	$I_{Р\,СИГН}$	$1,07 \cdot I_н$	4,9 А
		ПО	$P_{ПУСК}$	$1,1 \cdot I_н$	5,1 А
		Отсечка	$P_{ОТС}$	$2,19 \cdot I_н$	10,1 А

Наименование	Обозначение			Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал
Диф. защита продольная	IΔG			+	+	+	+			
ЗЗГ	U_0	t_1		+						+
		t_2							+	
		t_3		+	+	+				
	U_0	t			+	+				
ЗПН	U>	1 ступень t_1		+	+					
		2 ступень t_2			+					
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО		+						+
		ИО			+					
		ОТС I	t_1	+				+		
			t_2		+					
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО		+						+
		ИО			+					
		ОТС	t_1	+				+		
			t_2		+					
ДЗ	Z<	1 ступень	t_1	+				+		
			t_2		+	+				
		2 ступень	t_1	+				+		
			t_2		+					
Защита ротора от перегрузки	$I_р$	СО		+						+
		ИО			+					
		Отсечка		+	+					

1. Ведомость проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-1401654-ГП

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Камоза			
Пров.		Казанцева			
Т.Контр					
Н. Контр					
Утв.					

ВКР-13.03.02-1401654-ЭС2

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

Проектирование Олекмо-Чарской ГЭС на р. Олекма

Стадия	Лист	Листов
	7	

Схема устройств РЗ и А генератора

ГГЭЭС, 2018

Формат А2

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

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

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.О. Погонышенко
подпись инициалы, фамилия
«15» 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика, электротехника

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОЛЁКМО-ЧАРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ОЛЁКМА. РАСЧЕТ ГИДРОУДАРА В ТУРБИННЫХ ВОДОВОДАХ И ИЗМЕРЕНИЕ УРОВНЯ ВОДЫ В АЭРАЦИОННЫХ ТРУБАХ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ

Руководитель _____ Заведующий кафедрой ГМ Саяно-Шушенского филиала СФУ — А.В. Масленникова
подпись, дата; должность; инициалы, фамилия

Выпускник _____ И.И. Камоза
подпись, дата; инициалы, фамилия

Саяногорск, Черемушки 2018