

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



подпись инициалы, фамилия

«ТЮ» Толошинова 2018г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 — Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ УЛЬМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТОМЬ, ПРИТОК ЗЕИ
КРИТЕРИИ БЕЗОПАСНОСТИ ГЭС В ПЕРИОД СТРОИТЕЛЬСТВА И
ЭКСПЛУАТАЦИИ**

Руководитель Толошинова 04.06.2018 Ст. преподав. Т.Ю. Толошинова
подпись, дата должность инициалы, фамилия

Выпускник Борисовский 04.06.2018 В.В. Борисовский
подпись, дата инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2018

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Ульмской ГЭС на реке Томь, приток Зеи. Критерии безопасности ГТС в период строительства и эксплуатации».

Консультанты по
разделам:

Водно-энергетические расчеты


подпись, дата


Е.Ю. Затева
инициалы, фамилия

Гидротурбинное,
Гидромеханическое и вспомогательное
оборудование


подпись, дата


А.В. Масминкова
инициалы, фамилия

Электрическая часть

 08.06.18 И.Ю. Позднышев
подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

 05.06.2018
подпись, дата

В.В. Казаков
инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

 09.06.2018 Толомина Т.Ю.
подпись, дата


инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

 08.06.18
подпись, дата

В.А. Кадрин
инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

 08.06.18
подпись, дата

Б.В. Манасова
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

 16.06.18
подпись, дата

А.А. Чибрикова
инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Ульмской ГЭС.....	6
Введение.....	7
1 Общие сведения.....	8
1.1 Топографическая основа в створе гидроузла.....	8
1.2 Гидрологические данные.....	9
1.3 Инженерно-геологические характеристики.....	10
1.4 Сейсмичность района.....	10
1.5 Характеристика энергетической системы.....	10
1.6 Потери, санитарный пропуск и расходы водохозяйственного попуска.....	11
1.7 Климат в районе проекта.....	11
1.8 Гидрологические данные.....	11
1.9 Кривые связей в верхнем и нижнем бьефе Ульмской ГЭС.....	12
2 Водно-энергетические расчеты.....	14
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	14
2.2 Построение суточных, годовых графиков нагрузки, построение ИКН.....	16
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок.....	18
2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы.....	20
2.5 Баланс энергии.....	20
2.6 Водно-энергетический расчет режима работы Ульмской ГЭС в маловодном году.....	20
2.7 Расчет установленной мощности ГЭС.....	20
2.8 Баланс мощностей.....	22
3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС.....	23
3.1 Построение режимного поля.....	23
3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам.....	24
3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы.....	26
3.4 Выбор вспомогательного оборудования.....	28
4 Электрическая часть.....	29
4.1 Выбор структурной схемы ГЭС.....	29
4.2 Выбор основного оборудования.....	29
4.2.1 Выбор блочных трансформаторов для схемы с простыми блоками.....	29
4.2.2 Выбор блочных трансформаторов для схемы с укрупненным блоком.....	31
4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд.....	32
4.3 Выбор сечения воздушных проводов.....	32
4.4 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчета.....	33
4.5 Выбор схемы РУ.....	35

4.6	Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания у распределительного устройства высшего напряжения с применением программного комплекса RastrWin.....	36
4.7	Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима.....	39
4.8	Выбор и проверка коммутационных аппаратов генераторного напряжения.....	40
4.9	Выбор измерительных трансформаторов генераторного напряжения.....	41
4.10	Выбор параметров ОРУ 220 кВ.....	42
5	Релейная защита и автоматика.....	45
5.1	Технические данные защищаемого оборудования.....	45
5.2	Расчёт номинальных токов.....	46
5.3	Перечень защит основного оборудования.....	46
5.4	Описание защит и расчет их уставок.....	48
5.4.1	Продольная дифференциальная защита генератора (I_{DG}).....	48
5.4.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_n (U_o)).....	50
5.4.3	Защита от повышения напряжения ($U_{1>}$), ($U_{2>}$).....	53
5.4.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2).....	54
5.4.5	Защита от симметричных перегрузок (I_1).....	59
5.4.6	Дистанционная защита генератора ($Z_1 <$), ($Z_2 <$).....	61
5.4.7	Защита от перегрузки обмотки ротора.....	64
5.5	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	63
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	64
6.1	Проектирование водосливной плотины.....	64
6.1.1	Определение отметки гребня бетонной плотины.....	64
6.2	Гидравлические расчеты.....	66
6.2.1	Определение ширины водосливно-го фронта.....	66
6.2.2	Определение отметки гребня водослива.....	67
6.2.3	Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае.....	69
6.2.4	Построение профиля водосливной грани.....	70
6.2.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	71
6.2.6	Гашение энергии потока способом свободно отброшенной струи.....	73
6.3	Конструирование плотины.....	75
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины.....	75
6.3.2	Разрезка бетонных плотин швами.....	76
6.3.3	Быки.....	77
6.3.4	Дренаж тела бетонных плотин.....	77
6.3.5	Галереи в теле плотины.....	77
6.3.6	Элементы подземного контура плотины.....	77
6.3.7	Дренаж в основании бетонной плотины.....	79
6.4	Определение основных нагрузок на плотину.....	79
6.4.1	Вес сооружения.....	79

6.4.2	Сила гидростатического давления воды.....	80
6.4.3	Равнодействующая взвешивающего давления.....	80
6.4.4	Сила фильтрационного давления.....	81
6.4.5	Давление грунта.....	81
6.4.6	Волновое давление.....	83
6.5	Оценка прочности плотины.....	83
6.5.1	Определение напряжений.....	83
6.5.2	Критерии прочности плотины.....	85
6.5.3	Расчет устойчивости плотины.....	86
7	Оценка объемов реализации энергии и расходов.....	87
7.1	Оценка объемов реализации электроэнергии.....	87
7.2	Текущие расходы на производство электроэнергии.....	87
7.3	Налоговые расходы.....	89
7.4	Оценка суммы прибыли.....	90
7.5	Методология и исходные данные оценка инвестиционного проекта.....	91
7.6	Показатели коммерческой эффективности проекта.....	92
7.7	Бюджетная эффективность.....	92
7.9	Анализ чувствительности.....	93
8	Охрана окружающей среды.....	96
8.1	Общие сведения.....	96
8.2	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища.....	96
8.3	Воздействия на природную среду в строительный период.....	96
8.4	Отходы, образующиеся при строительстве.....	97
8.5	Водоохранная зона.....	98
8.6	Водоохранные мероприятия.....	98
9	Критерии безопасности ГТС в период строительства и эксплуатации.....	100
9.1	Основные положения.....	100
9.2	Требования к натурным наблюдениям и средствам измерений.....	100
9.3	Критерии безопасности ГТС в период строительства.....	101
9.4	Организация натурных наблюдений на сооружениях.....	104
9.5	Критерии безопасности ГТС в период эксплуатации.....	105
9.5.1	Методическая схема диагностирования.....	106
9.5.2	Порядок разработки и утверждения критериальных значений диагностических показателей состояния ГТС.....	108
9.5.3	Состав инструментальных и визуальных наблюдений на сооружениях напорного фронта в период эксплуатации Ульмской ГЭС.....	109
9.6	Критериальные значения качественных показателей состояния бетонной водосливной плотины.....	113
	Заключение.....	116
	Список использованных источников.....	117
	Приложение А-В.....	118-129

Сокращенный паспорт Ульяновской ГЭС

Наименование ГЭС: Ульяновская ГЭС на реке Томь

Местонахождения: Амурская область, Селемджинский район

Характерный расход воды:

Среднегогодовой – 404 м³/с

Минимальный – 78 м³/с

Параметры водохранилища

Тип регулирования – годичный

Отметка НПУ – 580 м

Отметка УМО – 546,1 м

Полный объем водохранилища – 10 км³

Полезный объем водохранилища – 5,6 км³

Напоры ГЭС:

Максимальный напор – 108 м

Минимальный напор – 65,5 м

Расчетный напор – 78 м

Энергетические характеристики

Установленная мощность – 757 МВт

Среднегодовая выработка – 4,940 млрд кВт*час

Плотина

Длина плотины – 550 м

Высота – 110 м

Ширина плотины – 83 м

Тип водосбросных сооружений – отлет струи

Число и размер пролетов – 3x12 м

Здание ГЭС

Тип здания – приплотинное

Число агрегатов – 8

Тип спиральной камеры - металлическая

Основное оборудование

Тип турбины – PO115-B

Тип генератора - СВ-835/180-36

Полная мощность генератора – 111 МВА

Частота вращения генератора – 166,7

Тип трансформатора – ТДЦ-200000/220

Число трансформаторов - 4

ВВЕДЕНИЕ

Цель дипломного проекта – на основе теоретических знаний, полученных в ходе обучения, а также путем креативных решений проработать основные этапы проектирования гидроэлектростанции.

Ульмская ГЭС станет третьей крупной ГЭС в Амурской области, необходимость этой электростанции обусловлена в первую очередь необходимостью выработка дополнительной электроэнергии для потенциальных и существующих промышленных мощностей, так же Ульмская ГЭС снизит ущерб от затопления города Белогорск и Свободный.

Работать эта станция будет только на Амурскую область, так как окружена крутой горной местностью, а также близость Ульмского природного заповедника на расстоянии 100км от створа по пути к Хабаровской области не позволит провести ЛЭП напрямую, в обход же затраты на проведение линии будут огромны.

1 Общие сведения

1.1 Топографическая основа в створе гидроузла

Створ Ульмской ГЭС опирается на основы двух хребтов: Ульмганского и Западного. Находится створ в Амурской области, из близлежащих поселений наиболее ярко выделяются города: Белогорск (190км от створа), Свободный(220км от створа), Благовещенск(300км от створа). На рисунке 1.1 показана топографическая карта створа

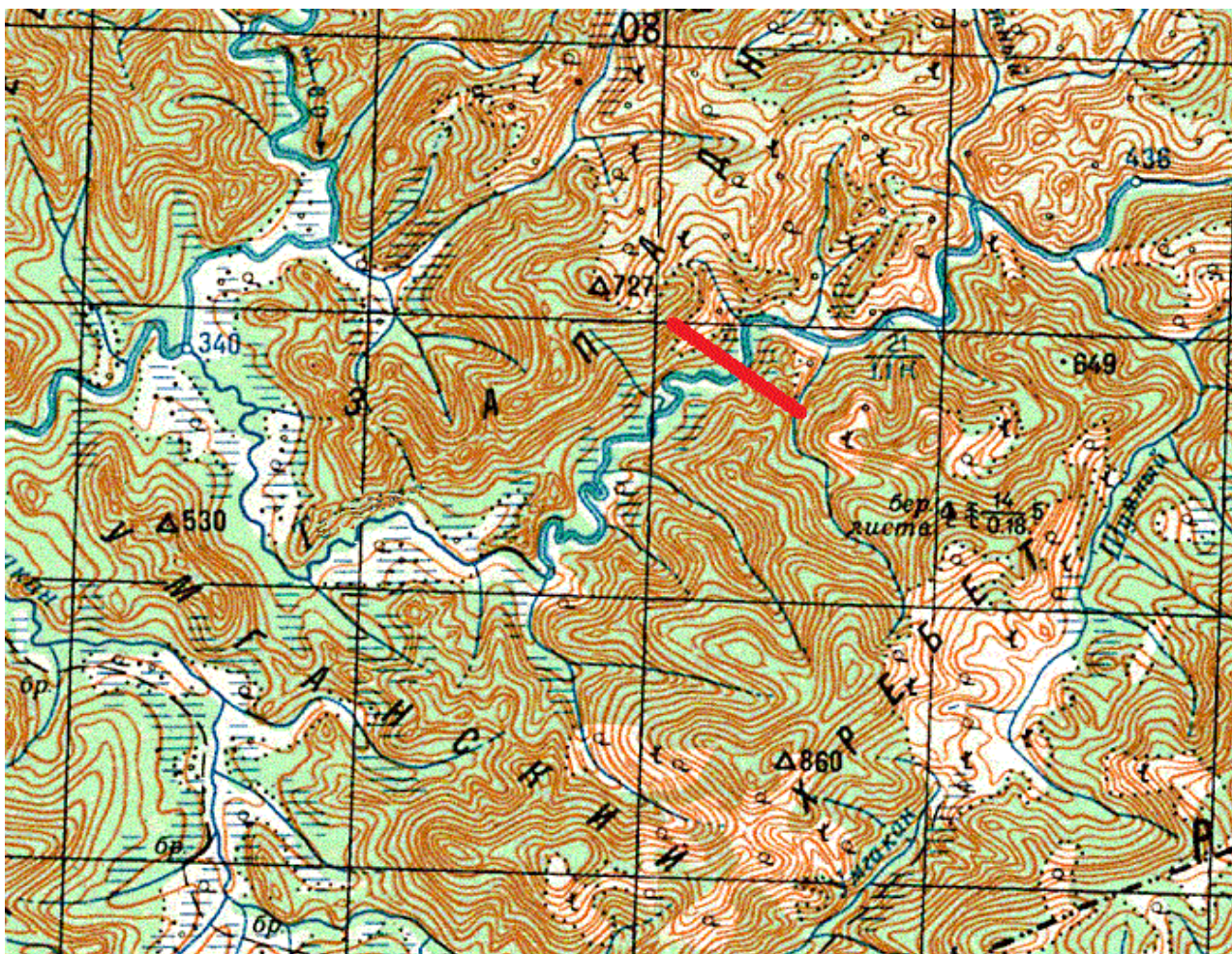


Рисунок 1.1 – Топографическая карта створа

1.2 Гидрологические данные

На таблице 1.1 представлены данные гидрологических наблюдений реки Томь за 50 лет.

Таблица 1.1 – Гидрологические данные по реке Томь, приток Зеи

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1933	104	90	79	675	1008	628	558	547	386	380	99	139
1934	100	84	81	474	1317	1203	692	601	317	306	192	128
1935	115	99	93	493	1861	1092	597	504	317	244	136	122
1936	92	81	69	633	1364	1564	1428	698	581	364	242	159
1937	147	117	104	538	2119	1687	1059	669	431	428	312	158
1938	127	115	99	1063	1544	1592	1342	978	692	572	392	166
1939	172	142	121	858	1742	1036	961	592	337	284	136	122
1940	114	75	92	786	1183	1019	703	503	450	331	164	177
1941	139	125	114	483	2508	1753	1033	672	509	453	22	153
1942	153	125	114	675	1508	1186	1089	814	419	509	265	197
1943	125	114	94	753	1253	1108	736	539	317	231	103	90
1944	82	69	92	708	969	1064	875	639	428	347	127	92
1945	89	81	58	631	1208	625	414	447	258	201	125	108
1946	97	86	81	681	1086	1481	967	794	925	808	369	211
1947	197	161	144	1286	1086	1283	1108	954	617	391	158	172
1948	146	125	156	970	1592	1181	1019	592	408	403	223	147
1949	142	125	100	819	1675	1103	931	631	417	342	131	134
1950	117	103	103	575	1842	1725	714	647	454	317	119	121
1951	92	86	70	725	1214	753	525	389	258	228	125	111
1952	90	81	75	667	1407	1436	1069	733	425	317	136	125
1953	114	92	108	858	1181	919	515	519	281	236	125	99
1954	94	86	75	664	1231	1564	1542	664	569	344	279	156
1955	108	89	83	725	1331	897	458	575	342	367	175	126
1956	8	69	69	797	1197	1158	1047	581	442	403	308	125
1957	114	86	85	936	1292	1864	1075	781	581	481	453	195
1958	127	114	113	1125	1792	2086	1975	1098	625	503	331	166
1959	106	103	103	992	1575	1503	1039	597	436	278	158	126
1960	103	97	94	619	1714	1592	1386	864	497	414	281	194
1961	150	136	133	1542	1331	1614	1203	906	508	503	247	203
1962	153	136	136	1103	1256	1131	531	519	286	278	125	114
1963	97	96	175	531	1053	1186	678	464	367	308	403	177
1964	136	86	81	586	1381	1081	825	531	231	231	147	114
1965	106	92	94	742	1714	892	556	528	208	403	214	163
1966	119	114	103	714	2181	1964	1286	836	364	242	142	114
1967	92	81	86	553	1025	1086	814	1047	408	358	181	117
1968	86	69	217	992	1281	889	486	586	292	325	125	111
1969	81	64	69	719	2808	2250	1269	847	642	254	319	164
1970	125	108	119	1208	1275	1792	1006	731	564	358	236	164
1971	113	103	106	1139	1483	1337	1103	645	364	320	143	96
1972	89	78	78	1019	1383	1105	925	588	431	468	263	162
1973	122	103	102	1233	1584	1582	1358	716	437	352	197	129
1974	95	77	88	1018	998	831	455	518	301	316	161	104
1975	88	78	76	797	1122	1588	996	687	314	449	18	93
1976	94	67	93	614	1373	1036	731	794	424	306	199	123
1977	105	89	108	1317	1563	1273	713	641	503	381	307	121
1978	103	97	103	1258	1114	908	647	621	383	286	214	114
1979	114	103	103	447	1514	1247	775	681	514	303	369	192
1980	122	97	83	614	1036	1119	775	531	403	308	208	153
1981	97	89	83	769	1014	797	675	408	358	300	158	108
1982	86	89	83	861	917	925	469	481	286	289	258	92

1.3 Инженерно-геологические характеристики

Геологический разрез профиля в створе преимущественно представлен вулканическими магматическими породами такими как базальт, и plutonicкими магматическими породами – гранит. На рисунке 1.2 представлен профиль створа и схематическое распределение пород

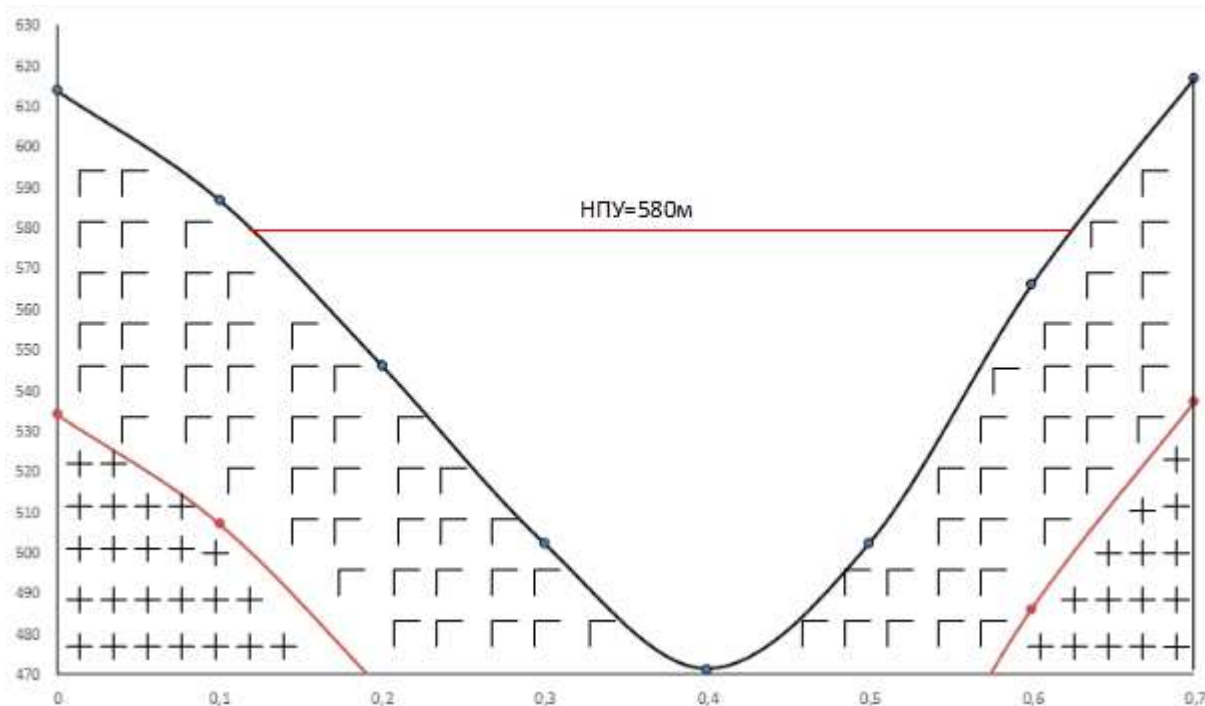


Рисунок 1.2 – Профиль створа проектируемой ГЭС

1.4 Сейсмичность района

Ульмская ГЭС расположена на Евразийской тектонической плите. Землетрясения в районе вызванные контактами Северо-Американской плиты и Тихоокеанской плиты не превышают сил 6 баллов по шкале Рихтера. Интенсивность составляет 4 балла по 12 бальной шкале.

1.5 Характеристика энергетической системы

Амурское районное диспетчерское управление энергосистемы входит в состав в объединённые диспетчерские управления энергосистемы Востока. В Амурской области производится около 50% электроэнергии потребляемой на Востоке. Годовая выработка Амурской области составляет 15,312 млрд. КВт·час, потребление 9,791 млрд КВт·час. Большая часть производимой электроэнергии отдается в Хабаровское РДУ и Приморское РДУ.

Важнейшими производителя электроэнергии Амурской области являются Зейская (Установленная мощность:1330МВт, среднегодовая выработка:

4,910млн.КВт·час) и Бурейская гэс Установленная мощность:2010МВт, среднегодовая выработка: 7100млн.КВт·час, половина мощности Зейской и Бурейской ГЭС передается в другие РДУ

Из основных потребителей можно выделить: Крупнейший в России Амурский газоперерабатывающий завод, в городе Свободный, ОАО “Покровский рудник” крупнейшее предприятие по добыче золота Дальнего Востока. ОАО “Бурей-кран” – производитель мостовых и козловых кранов, ОАО “Амурский металлист” – производитель горно-шахтного оборудования, ОАО “ПРП-станции”- производство опор ЛЭС, ОАО “Амурдормаш” - производство грузовых машин и дорожного оборудования.

1.6 Потери, санитарный пропуск и расходы водохозяйственного попуска

Все потери, а также расходы водохозяйственного комплекса приведены в таблице 1.2

Таблица 1.2 – Требования участников ВХК и потери воды

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qиспарения, м³/с	0	0	0	0	1	2	2	2	1	0	0	0
Qфильтрации, м³/с	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Qледообразования, м³/с	3	3	4	5	-11	-10	0	0	0	0	3	3
Qсуммарных потерь, м³/с	4	4	5	6	-9	-7	3	3	2	1	4	4
Qвхк, м³/с	180	180	180	360	360	360	360	360	360	360	180	180

Санитарный пропуск равен $90\text{ м}^3/\text{с}$
 $\Delta h = 0.5$

1.7 Климат в районе проекта

Климат Амурской области переходный от резко континентального к муссонному. Зейский, Селемджинский и Тыгднский район приравнены к районам Крайнего Севера. Средняя температура января опускается до -31 С° Средняя температура июля 19 С° Минимальная температура -45.4 С° , максимальная температура 40 С°

Годовое количество осадков в области велико, в горных районах она составляет 900-1000мм. Для всей области характерен летний максимум осадков, что обусловлено муссонностью климата. За июнь и август может выпадать до 70% годовой нормы осадков. Весной из за сухости воздуха снежный покров большей частью испаряется и следствием этого становится незначительный весенний подъем уровня воды в реках

1.8 Гидрологические данные

Река Томь – является притоком реки Зея. Длина реки – 433км, площадь водосбросного бассейна – 16000 км^2 , берет начало в хребте Турана, течет по

Зейско-Бурейской равнине. Питание преимущественно дождевое, и впадающая река Ульма.

1.9 Кривые связей в верхнем и нижнем бьефе Ульмской ГЭС

Координаты кривой связи представлены в таблицах 1.3 и 1.4, и на рисунках 1.3 и 1.4.

Таблица 1.3 – Координаты кривой связи верхнего бьефа

V, км ³	ZББ	ZББ.расч. м	ΔZББ
0,000	471,42	471,42	0,0
0,225	480,61	480,61	0,0
0,450	488,61	488,61	0,0
0,750	497,67	497,67	0,0
1,275	509,96	509,96	0,0
2,025	521,99	521,99	0,0
2,850	530,83	530,83	0,0
3,975	539,81	539,81	0,0
5,175	548,61	548,61	0,0
6,675	559,72	559,72	0,0
8,400	571,02	571,02	0,0
10,515	580,08	580,08	0,0
13,500	589,06	589,06	0,0
15,000	595,77	595,77	0,0
16,875	599,85	599,85	0,0

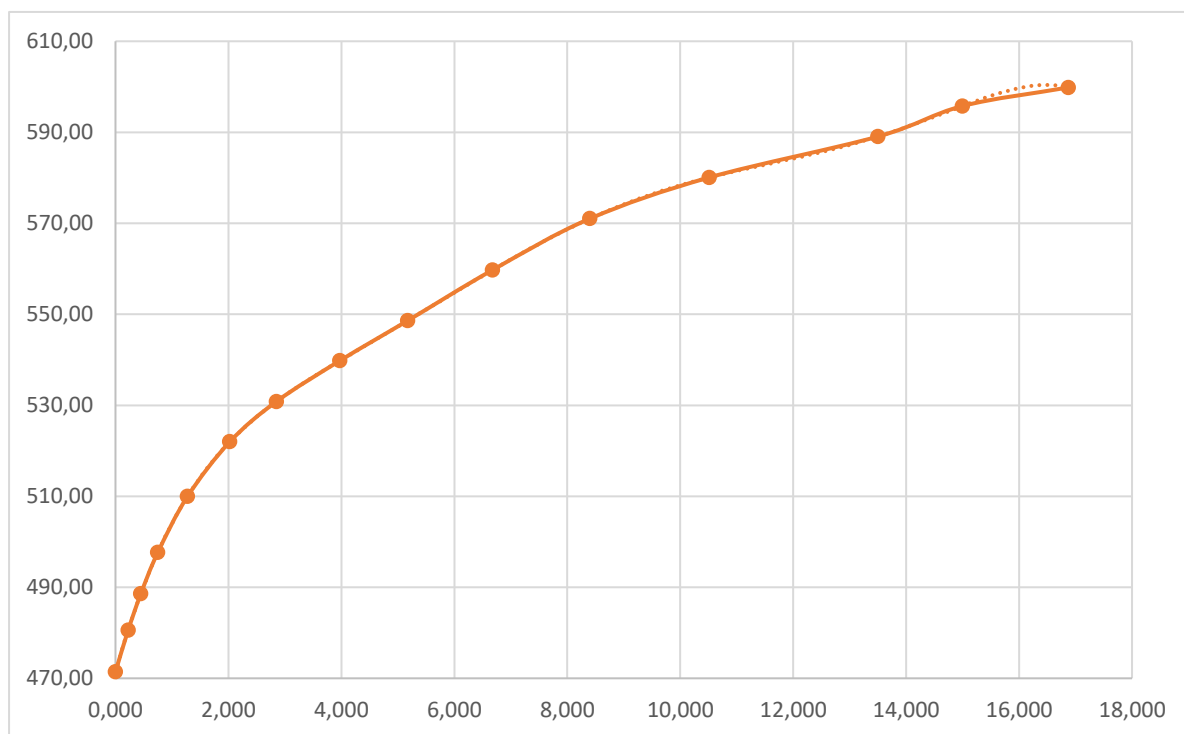


Рисунок 1.3 – Кривая зависимости отметки ВБ от объема

Таблица 1.4 – Координаты кривых связи нижнего бьефа для лета и зимы

Лето				Зима			
ZНБ, м	Q, м ³ /с	ZНБ, расч, м	$\Delta ZНБ$, м	ZНБ, м	Q, м ³ /с	ZНБ, расч, м	$\Delta ZНБ$, м
470,91	0	470,91	0,00	470,91	0	470,91	0,00
482,43	2000	482,43	0,00	482,43	1800	482,43	0,00
491,77	4000	491,77	0,00	491,77	3600	491,77	0,00
498,90	6000	498,90	0,00	498,90	5400	498,90	0,00
504,60	8000	504,61	0,01	504,60	7200	504,61	0,01
509,70	10000	509,68	0,02	509,70	9000	509,68	0,02
514,50	12000	514,52	0,02	514,50	10800	514,52	0,02
519,04	14000	519,04	0,00	519,04	12600	519,04	0,00
522,93	16000	522,92	0,01	522,93	14400	522,92	0,01
526,18	18000	526,19	0,01	526,18	16200	526,18	0,00
530,10	20000	530,10	0,00	530,10	18000	530,10	0,00

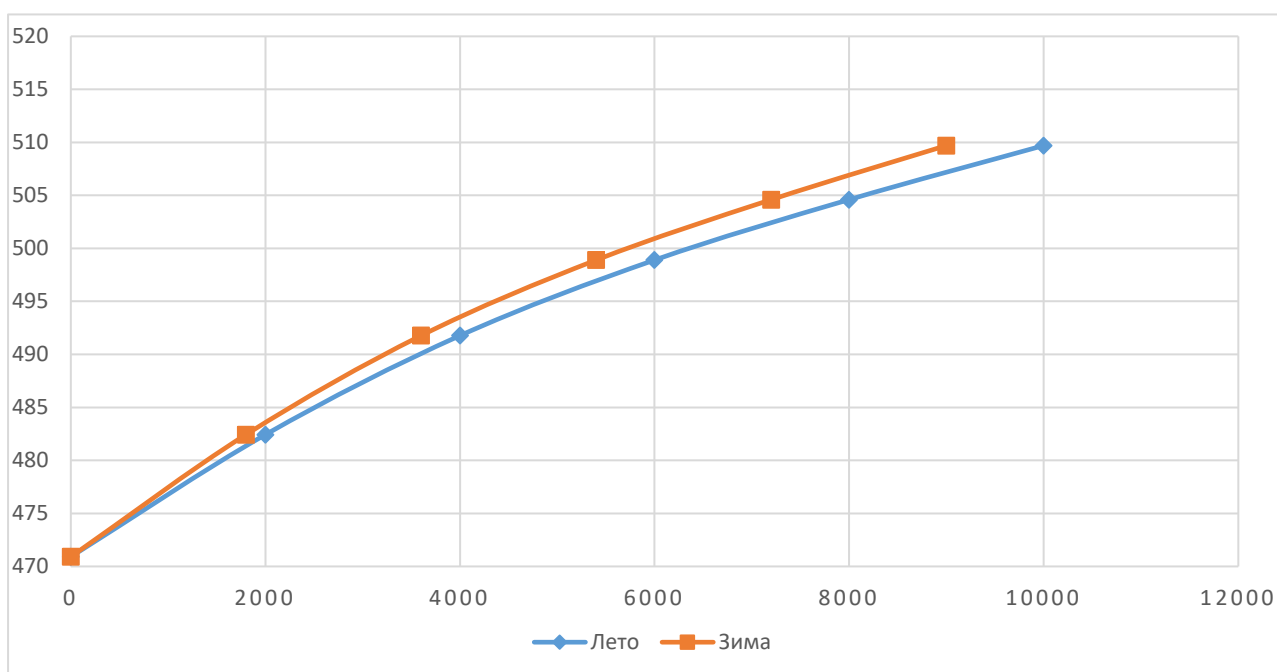


Рисунок 1.4 – Зависимость отметки НБ от расхода для зимы и лета

2 Водно-энергетические расчеты

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

Данные для построения кривых обеспеченности среднегодовых, среднеполоводных и среднемеженных расходов, представлены в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Координаты кривых обеспеченности

Год	Q _{ср} год	N	P	Год	Q _{ср.п}	N	P	Год	Q _{ср.м}	N	P
1958	838	1	2,0	1958	1615	1	2,0	1946	368	1	2,0
1969	820	2	3,9	1969	1579	2	3,9	1938	309	2	3,9
1938	723	3	5,9	1966	1396	3	5,9	1957	285	3	5,9
1961	706	4	7,8	1961	1319	4	7,8	1958	283	4	7,8
1941	681	5	9,8	1938	1304	5	9,8	1961	269	5	9,8
1966	681	6	11,8	1973	1295	6	11,8	1947	263	6	11,8
1937	664	7	13,7	1941	1290	7	13,7	1942	255	7	13,7
1957	662	8	15,7	1960	1235	8	15,7	1979	243	8	15,7
1973	657	9	17,6	1937	1214	9	17,6	1937	242	9	17,6
1960	655	10	19,6	1970	1202	10	19,6	1960	240	10	19,6
1970	654	11	21,6	1957	1190	11	21,6	1970	239	11	21,6
1946	632	12	23,5	1947	1143	12	23,5	1963	232	12	23,5
1947	630	13	25,5	1971	1141	13	25,5	1977	231	13	25,5
1936	606	14	27,5	1959	1141	14	27,5	1948	230	14	27,5
1954	606	15	29,4	1936	1137	15	29,4	1954	229	15	29,4
1977	598	16	31,4	1954	1133	16	31,4	1969	228	16	31,4
1942	588	17	33,3	1977	1101	17	33,3	1936	227	17	33,3
1959	585	18	35,3	1950	1101	18	35,3	1972	224	18	35,3
1948	578	19	37,3	1948	1071	19	37,3	1941	216	19	37,3
1971	574	20	39,2	1952	1062	20	39,2	1973	206	20	39,2
1950	570	21	41,2	1942	1054	21	41,2	1956	203	21	41,2
1979	553	22	43,1	1975	1038	22	43,1	1940	200	22	43,1
1952	547	23	45,1	1939	1038	23	45,1	1949	199	23	45,1
1949	546	24	47,1	1949	1032	24	47,1	1980	196	24	47,1
1939	542	25	49,0	1946	1022	25	49,0	1950	191	25	49,0
1972	540	26	51,0	1972	1004	26	51,0	1967	189	26	51,0
1975	532	27	52,9	1956	956	27	52,9	1939	188	27	52,9
1956	523	28	54,9	1979	933	28	54,9	1959	187	28	54,9
1976	504	29	56,9	1976	910	29	56,9	1976	187	29	56,9
1978	490	30	58,8	1978	910	30	58,8	1978	186	30	58,8
1965	484	31	60,8	1935	909	31	60,8	1955	184	31	60,8
1962	479	32	62,7	1962	908	32	62,7	1965	183	32	62,7
1935	473	33	64,7	1967	905	33	64,7	1933	182	33	64,7
1934	466	34	66,7	1965	886	34	66,7	1952	178	34	66,7
1940	466	35	68,6	1964	881	35	68,6	1971	178	35	68,6
1967	465	36	70,6	1943	878	36	70,6	1944	177	36	70,6
1963	461	37	72,5	1934	857	37	72,5	1962	175	37	72,5
1944	458	38	74,5	1944	851	38	74,5	1968	175	38	74,5
1943	455	39	76,5	1968	847	39	76,5	1934	173	39	76,5
1980	454	40	78,4	1940	839	40	78,4	1966	171	40	78,4
1964	452	41	80,4	1980	815	41	80,4	1981	170	41	80,4
1955	440	42	82,4	1953	798	42	82,4	1982	169	42	82,4
1968	431	43	84,3	1955	797	43	84,3	1974	163	43	84,3
1953	421	44	86,3	1963	782	44	86,3	1935	161	44	86,3

Окончание таблицы 2.1

Год	Qcp год	N	P	Год	Qcp.п	N	P	Год	Qcp.м	N	P
1974	409	45	88,2	1974	764	45	88,2	1975	159	45	88,2
1981	405	46	90,2	1981	733	46	90,2	1943	153	46	90,2
1982	405	47	92,2	1982	731	47	92,2	1953	151	47	92,2
1933	390	48	94,1	1951	721	48	94,1	1964	147	48	94,1
1951	381	49	96,1	1933	683	49	96,1	1951	139	49	96,1
1945	354	50	98,0	1945	665	50	98,0	1945	131	50	98,0

По данным полученным с рисунка Б.2 “Эмпирические кривые обеспеченности” выбираем маловодный и средневодный год.

Выбор расчетного средневодного года (P=50%)

Для заданной расчетной обеспеченности на кривых обеспеченности отсутствует конкретный год. По кривой обеспеченности годовых расходов определяем ближайшие годы справа и слева от расчетной обеспеченности 50%: 1972 и 1939 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице. В качестве расчетного средневодного года принимаем 1939, расходы данных лет приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Расходы средневодного и маловодного года

Маловодный год	95	87	78	618	1198	861	755	518	301	226	121	104	409
Средневодный год	172	142	121	858	1742	1036	961	592	337	284	136	122	542

На рисунке 2.1 представлены гидрографы маловодного и средневодного года

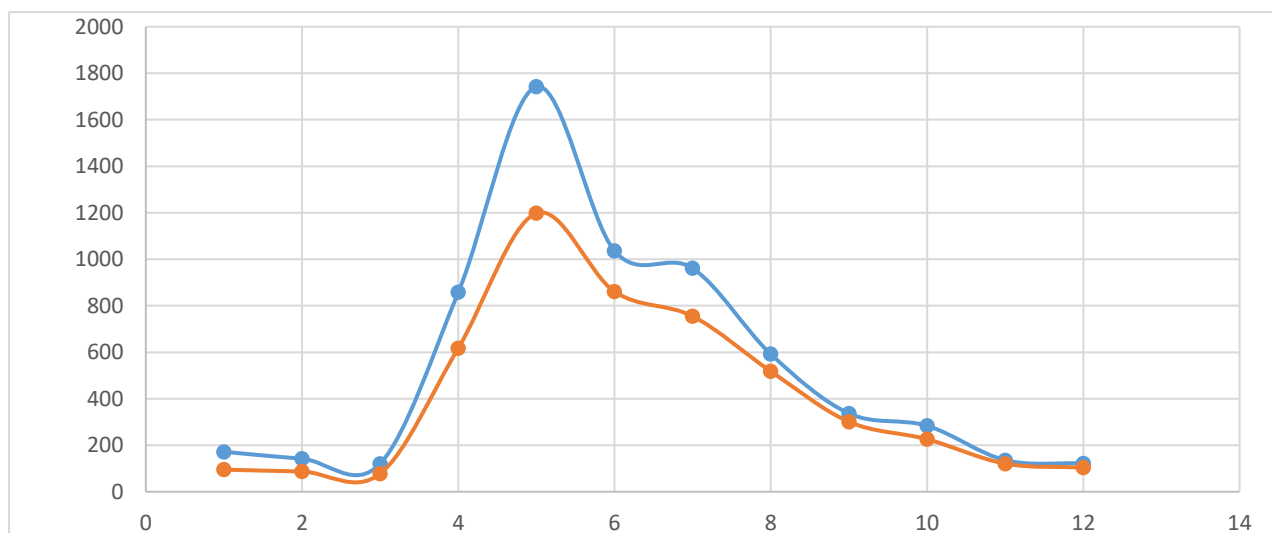


Рисунок 2.1 – Гидрографы маловодного и средневодного года.

2.2 Построение суточных, годовых графиков нагрузки, построение ИКН

Для построения суточных графиков нагрузки необходима выработка ОДУ (35,31), РДУ (15,31) и план потребления для декабря и июля 2015.

Посчитаем коэффициент перехода k по формуле (2.1)

$$k = \frac{\mathcal{E}_{\text{ОДУ}}}{\mathcal{E}_{\text{РДУ}}} = \frac{35,31}{15,31} = 2,3 \quad (2.1)$$

Разделив мощность ОДУ на коэффициент перехода получаем мощность РДУ, данные для построения суточного графика нагрузки представлены в таблице 2.3. Типовой суточный график нагрузки для лета и зимы представлен на рисунке 2.2.

Таблица 2.3 – Данные для построения суточного графика нагрузки

время МСК	Зима		Лето	
	мощность ОДУ	мощность РДУ	мощность ОДУ	мощность РДУ
00:00	4584	1963	2536	1086
01:00	4734	2027	2752	1179
02:00	4854	2079	2924	1252
03:00	4959	2124	3028	1297
04:00	4920	2107	3063	1312
05:00	4821	2065	3049	1306
06:00	4758	2038	3008	1288
07:00	4714	2019	3007	1288
08:00	4690	2009	2964	1269
09:00	4657	1994	2976	1275
10:00	4700	2013	2967	1271
11:00	4897	2097	2991	1281
12:00	5027	2153	2999	1284
13:00	4988	2136	2974	1274
14:00	4881	2090	3025	1295
15:00	4794	2053	3131	1341
16:00	4716	2020	3039	1301
17:00	4540	1944	2883	1235
18:00	4457	1909	2634	1128
19:00	4356	1865	2482	1063
20:00	4302	1842	2400	1028
21:00	4299	1841	2362	1012
22:00	4300	1842	2366	1013
23:00	4363	1868	2396	1026

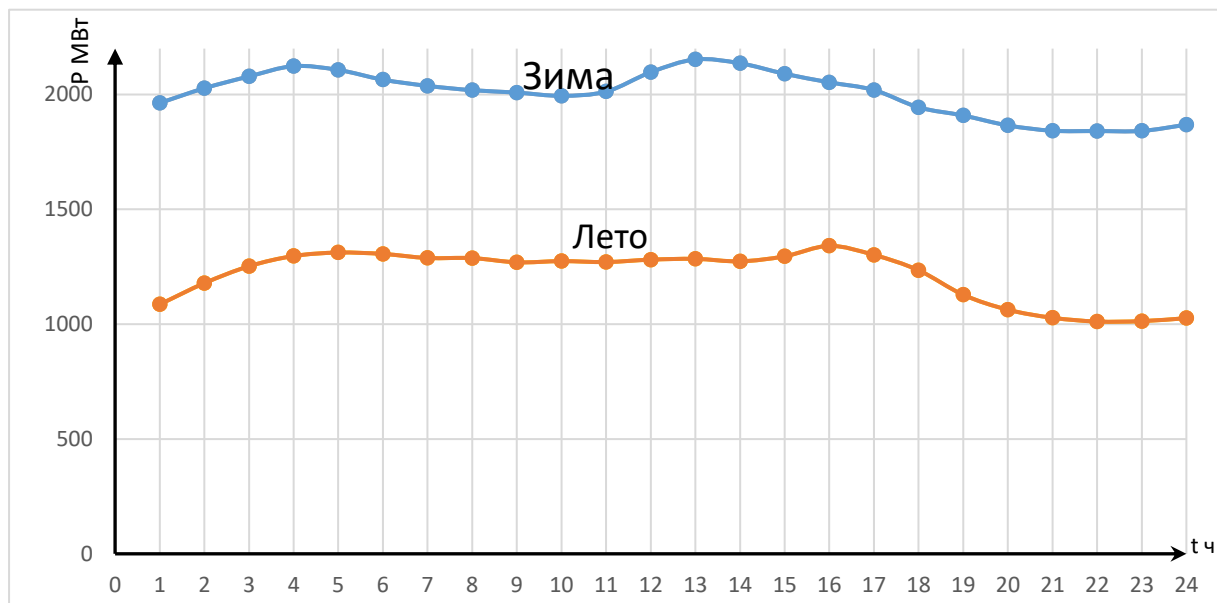


Рисунок 2.2 – Типовой суточный график нагрузки для лета и зимы

Расчетные данные для построения интегральных кривых нагрузок представлены в таблицах 2.4 для летнего и 2.5 для зимнего.

Таблица 2.4 – Данные для построения интегральных кривых зимних нагрузок

Декабрь 2015										
время МСК	мощность ОДУ	мощность РДУ	Р ранж	t	ΔP	Э млнКВ*ч	ΣΔP	ΣЭ	ΣΔP	ΣЭ
00:00	4584	1963	2153	1	17	0,02	17	0,02	2153	48,10
01:00	4734	2027	2136	2	12	0,02	29	0,04	312	3,91
02:00	4854	2079	2124	3	17	0,05	46	0,09	311	3,90
03:00	4959	2124	2107	4	10	0,04	56	0,13	310	3,88
04:00	4920	2107	2097	5	7	0,03	63	0,17	287	3,40
05:00	4821	2065	2090	6	12	0,07	74	0,23	284	3,34
06:00	4758	2038	2079	7	14	0,10	88	0,33	244	2,57
07:00	4714	2019	2065	8	12	0,09	100	0,43	209	1,93
08:00	4690	2009	2053	9	15	0,14	115	0,56	190	1,61
09:00	4657	1994	2038	10	10	0,10	125	0,67	158	1,11
10:00	4700	2013	2027	11	8	0,08	133	0,75	144	0,90
11:00	4897	2097	2020	12	1	0,01	134	0,76	140	0,84
12:00	5027	2153	2019	13	6	0,08	140	0,84	134	0,76
13:00	4988	2136	2013	14	4	0,06	144	0,90	133	0,75
14:00	4881	2090	2009	15	14	0,21	158	1,11	125	0,67
15:00	4794	2053	1994	16	31	0,50	190	1,61	115	0,56
16:00	4716	2020	1963	17	19	0,32	209	1,93	100	0,43
17:00	4540	1944	1944	18	36	0,64	244	2,57	88	0,33
18:00	4457	1909	1909	19	40	0,76	284	3,34	74	0,23
19:00	4356	1865	1868	20	3	0,06	287	3,40	63	0,17
20:00	4302	1842	1865	21	23	0,49	310	3,88	56	0,13
21:00	4299	1841	1842	22	1	0,02	311	3,90	46	0,09
22:00	4300	1842	1842	23	0	0,01	312	3,91	29	0,04
23:00	4363	1868	1841	24	1841	44,19	2153	48,10	17	0,02

Таблица 2.5 – Данные для построения интегральных кривых летних нагрузок

Июнь 2015										
время МСК	мощность ОДУ	мощность РДУ	Р ранж	t	ΔP	Э млнКВ·ч	ΣΔP	ΣЭ	ΣΔP	ΣЭ
00:00	2536	1086	1341	1	29	0,03	29	0,03	1341	29,10
01:00	2752	1179	1312	2	6	0,01	35	0,04	329	4,83
02:00	2924	1252	1306	3	4	0,01	39	0,05	328	4,79
03:00	3028	1297	1301	4	5	0,02	44	0,07	315	4,50
04:00	3063	1312	1297	5	1	0,01	45	0,08	313	4,47
05:00	3049	1306	1295	6	7	0,04	53	0,12	278	3,77
06:00	3008	1288	1288	7	0	0,00	53	0,13	255	3,33
07:00	3007	1288	1288	8	3	0,03	57	0,15	213	2,57
08:00	2964	1269	1284	9	3	0,03	60	0,18	162	1,71
09:00	2976	1275	1281	10	6	0,06	66	0,25	106	0,81
10:00	2967	1271	1275	11	1	0,01	67	0,26	89	0,55
11:00	2991	1281	1274	12	3	0,04	70	0,29	72	0,31
12:00	2999	1284	1271	13	1	0,02	72	0,31	70	0,29
13:00	2974	1274	1269	14	17	0,24	89	0,55	67	0,26
14:00	3025	1295	1252	15	18	0,26	106	0,81	66	0,25
15:00	3131	1341	1235	16	56	0,90	162	1,71	60	0,18
16:00	3039	1301	1179	17	51	0,86	213	2,57	57	0,15
17:00	2883	1235	1128	18	42	0,76	255	3,33	53	0,13
18:00	2634	1128	1086	19	23	0,44	278	3,77	53	0,12
19:00	2482	1063	1063	20	35	0,70	313	4,47	45	0,08
20:00	2400	1028	1028	21	2	0,04	315	4,50	44	0,07
21:00	2362	1012	1026	22	13	0,28	328	4,79	39	0,05
22:00	2366	1013	1013	23	2	0,04	329	4,83	35	0,04
23:00	2396	1026	1012	24	1012	24,28	1341	29,10	29	0,03

Графики интегральных кривых нагрузок представлены в приложении Б на рисунке Б.3 и Б.4.

2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок

Максимальная (среднемесячная) нагрузка определяется по формуле:

$$P = a + b(30t - 15^\circ) \quad (2.2)$$

где a и b – коэффициенты определяемые по формулам (2.3) и (2.4);

t – порядковый номер месяца в году.

$$a = \frac{P_3^{max/cp} + P_l^{max/cp}}{2} \quad (2.3)$$

$$b = \frac{P_3^{max/cp} - P_l^{max/cp}}{2} \quad (2.4)$$

где $P_3^{max/cp}$ – максимальная/средняя нагрузка на зиму;

$P_l^{max/cp}$ – максимальная/средняя нагрузка на лето.

Результат расчетов коэффициентов a и b представлен в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Расчетные значения коэффициентов a и b

Тип нагрузки	$P_{зима}$	$P_{лето}$	a	b
Средние нагрузки	2004	1213	1777	376
Максимальные нагрузки	2153	1401	1609	395

Результаты расчетов максимальных и средних нагрузок занесены в таблицу 2.7, по результатам расчетов построен годовой график максимальных и средних нагрузок представлен на рисунке 2.3.

Таблица 2.7 – Расчетные данные для построения годовых графиков нагрузки

$P_{ср}$		P_{max}	
cos	$P_{ср.мес}$	cos	P_{max}
0,9659	1991	0,9659	2140
0,7071	1888	0,7071	2043
0,2589	1711	0,2589	1874
-0,2588	1506	-0,2588	1680
-0,7071	1329	-0,7071	1511
-0,9660	1227	-0,9660	1414
-0,7072	1329	-0,7072	1511
-0,2589	1506	-0,2589	1679
0,2587	1711	0,2587	1874
0,7070	1888	0,7070	2043
0,9659	1991	0,9659	2140

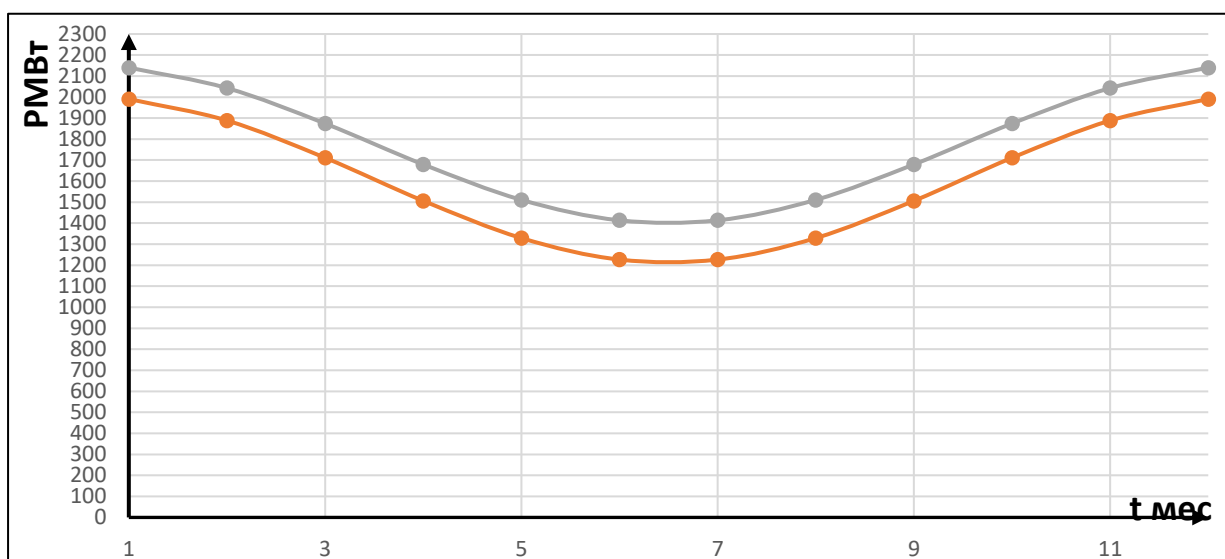


Рисунок 2.3 – Годовой график максимальных и среднемесячных нагрузок

2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Значение мощности на бытовом стоке:

$$N_{\text{ГЭС быт}} = k_N \cdot Q_{\text{полезн}} \cdot H \quad (2.5)$$

где k_N – коэффициент мощности, для турбины РО-115 $k_N = 9.1$;

H – подведенный напор, м;

$Q_{\text{полезн}}$ – полезный бытовой расход м³/с.

Подведенный напор:

$$H = Z_{\text{вб}} - Z_{\text{нб}} - \Delta h \quad (2.6)$$

где $Z_{\text{вб}}$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по кривой связи, м;

Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы выполнен в таблице Б.2

2.5 Баланс энергии

Для построения используется годовой график среднемесячных нагрузок, рисунок 2.3.

На график нагрузок вписываются существующие ГЭС и мощности работы проектируемой ГЭС по требованиям ВХК и по бытовому стоку, после проводится линия гарантированной мощности так, чтобы площадь заключенная линией была равна мощности бытового избытка. График баланса энергий со всеми существующими в регионе ГЭС представлен в приложении Б на рисунке Б.1

По графику так же определяем месяц начала сработки водохранилища, в нашем случае это IX месяц – сентябрь

2.6 Водно-энергетический расчет режима работы Ульмской ГЭС в маловодном году

Данный расчет необходим для определения периода и глубины сработки водохранилища в маловодный год, также определить гарантированные мощности для каждого месяца и среднемноголетнюю выработку для средневодного года.

Для расчета составляется таблица, представленная в приложении Б таблица Б.3 – для маловодного года и таблица Б.5 для средневодного.

Исходя из расчетов среднегоголетняя выработка составила 4.940 млрд кВт·ч

Вторым результатом водно-энергетического расчета стал график сработки и наполнения водохранилища, представленный на рисунке 2.4.

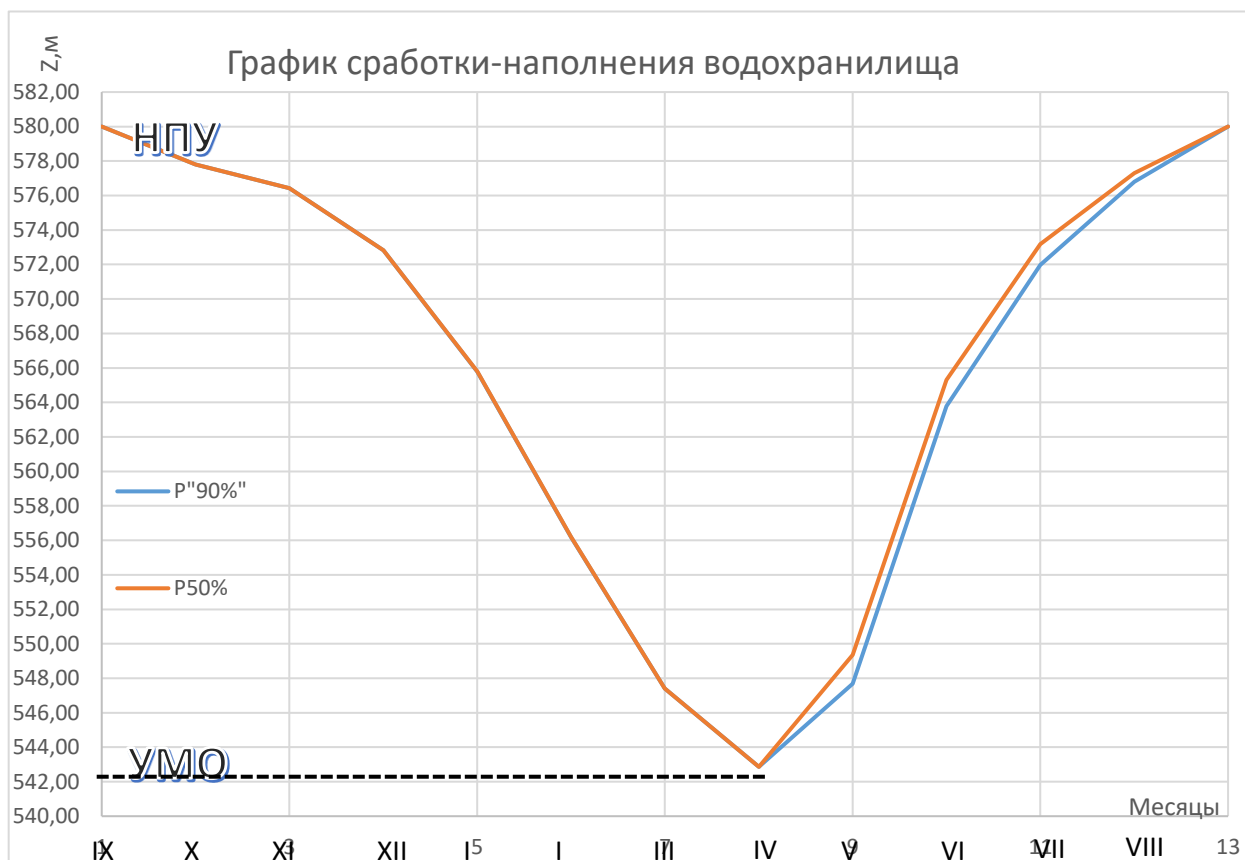


Рисунок 2.4 – График сработки и наполнения водохранилища

2.7 Расчет установленной мощности ГЭС

Установленную мощность мы можем найти как сумма рабочей и резервной мощности:

$$N_{уст} = N_{раб} + N_{резерв} \quad (2.7)$$

Для нахождения рабочей мощности необходимо использовать интегральную кривую нагрузку с зонами работы ГЭС для января, представленную в приложении Б рисунок Б.3 Так же необходимо посчитать суточную выработку по гарантированной мощности:

$$\mathcal{E}_{сут} = 24 \cdot N_{гар} = 24 \cdot 479 = 11.5 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч} \quad (2.8)$$

После чего необходимо вписать существующие Бурейскую и Зейскую ГЭС на интегральные кривые нагрузки, и найти их зону работы. После чего используя суточную выработку вписываем проектируемую ГЭС, которая не

должна пересекать зону работы уже построенных ГЭС, но имея возможность вытеснить тепловые электростанции.

$$N_{\text{резерв}} = N_{\text{нагр}} + N_{\text{рем}} + N_{\text{авар}} \quad (2.9)$$

Аварийный резерв отдаем ТЭС ремонтный резерв в январе, в январе не учитывается, поэтому оставляем только нагрузочный равный 5% от мощности системы

$$N_{\text{нагр}} = 2140 \cdot 0,05 = 107 \text{ МВт}$$

$$N_{\text{уст}} = 650 + 107 = 757 \text{ МВт}$$

2.8 Баланс мощностей

Для построения графика баланса мощностей нужно определить величины резервов существующих ГЭС и тепловых станций, и определить их установленную мощность.

Нагрузочный резерв составляет 2% от рабочей мощности, аварийный 8%, так же определяются рабочие мощности и резервы существующих ГЭС и ТЭС, полученные данные сведены в приложении Б, таблица Б.4, по данным этой таблицы построен график в приложении Б, рисунок Б.2

3 Основное и вспомогательное оборудование ГЭС

3.1 Построение режимного поля

Режимное поле – это область допустимых режимов работы ГЭС. Верхней границей является ограничение по максимальному напору при работе ГЭС с водохранилищем заполненным до отметки НПУ. Нижней границей является ограничение по минимальному напору при работе ГЭС с водохранилищем сработанным до отметки УМО.

Левой граница – ограничение по расходу, т.е минимальный расход пропускаемый через ГЭС, с нашем случае он равен $180\text{ м}^3/\text{с}$

С правой стороны находится ограничение по мощности и по пропускной способности ГЭС.

Для получения режимного поля воспользуемся таблицей 3.1

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа для летних и зимних условий		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Qнб, м ³ /с	Zнб, м	Нпу, м	Нумо, м	Нзвб1, м	Н, м	Q, м ³ /с	Н, м	Q, м ³ /с
0	470,91	108,09	76,95	84,78	110,0	748,02	77,5	1061,71
75	471,42	107,58	76,44	84,28	107,5	765,41	75,0	1044,44
150	471,92	107,08	75,94	83,77	105,0	783,64	72,5	1026,81
225	472,43	106,57	75,43	83,26	102,5	802,75	70,0	1009,03
300	472,93	106,07	74,93	82,76	100,0	822,82	67,5	990,84
375	473,44	105,56	74,43	82,26	97,5	843,92	65,0	972,32
450	473,94	105,06	73,93	81,76	95,0	866,13	62,5	953,44
525	474,43	104,57	73,43	81,26	92,5	889,54	60,0	934,18
600	474,93	104,07	72,93	80,77	90,0	914,25	57,5	914,51
675	475,42	103,58	72,44	80,27	87,5	940,37	55,0	894,41
750	475,91	103,09	71,95	79,78	85,0	968,03	52,5	873,84
825	476,40	102,60	71,46	79,30	82,5	997,36	50,0	852,78
900	476,88	102,12	70,98	78,81	80,0	1028,53	47,5	831,19
975	477,37	101,63	70,50	78,33	77,5	1061,71	45,0	809,02

Для проверки возможности работы выбранной турбины при данных напорах воспользуемся соотношением:

$$\frac{H_{min}}{H_{max}} = \frac{70}{115} \geq 0.6 \quad (3.1)$$

Условие выполняется в связи с чем можно сказать что для выбранной турбины РО-115В данный режим работы является оптимальным.

Полученный по результатам расчета график режимного поля представлен на рисунке 3.1.

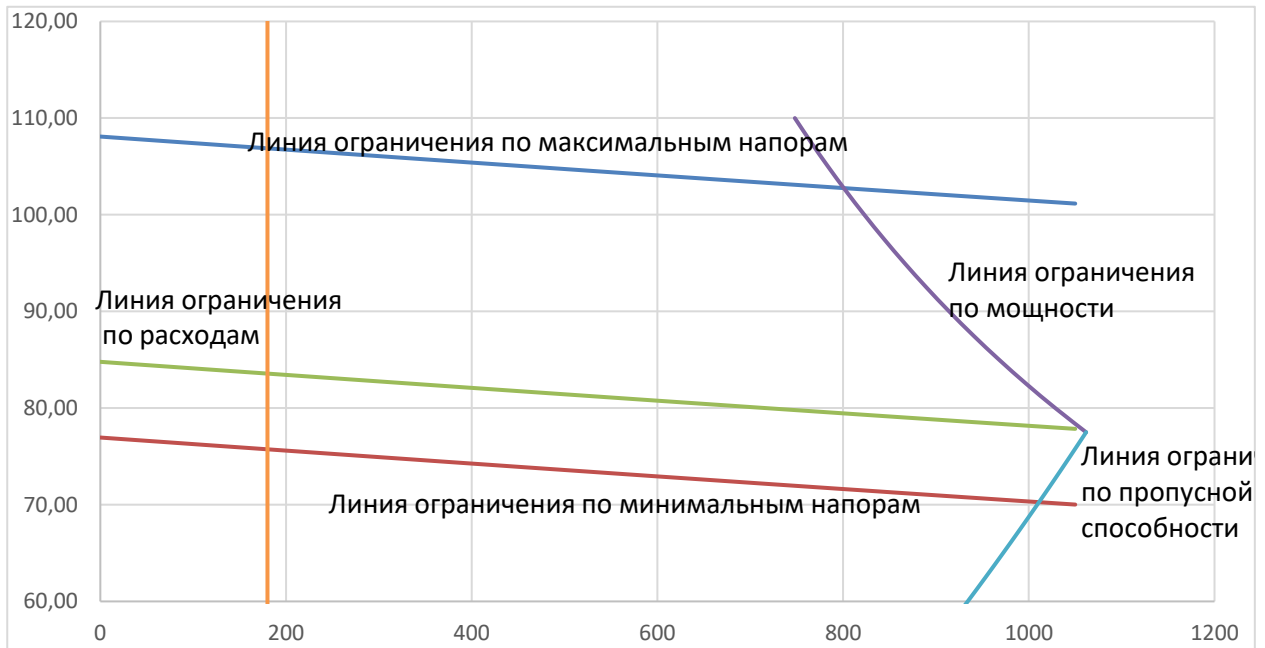


Рисунок 3.1 – Режимное поле Ульмской ГЭС

3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Задача выбора основного энергетического оборудования состоит в определении его типов и параметров, которые обеспечивали бы развитие энергосистемы с минимальными затратами на строительство и максимальной прибылью при эксплуатации, так же приветствуются модели турбин, обладающие достаточной надежностью, и зарекомендовавшие себя при эксплуатации на других станциях

При выборе необходимо учитывать следующие основные положения:

- 1) Выбранные параметры должны обеспечивать эксплуатацию агрегатов во всех режимах с максимальным КПД
- 2) Необходимо стремиться к минимально возможному числу агрегатов, при возможно большей мощности каждого из них.

Диапазону напоров соответствуют турбины: РО115-В и ПЛД115-В. Вариант с турбиной ПЛД115-В рассматриваться не будет, так как данный тип турбины существует только в виде проекта и серийному выпуску не подлежит

В таблице 3.2 представлены основные параметры турбинного оборудования

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Параметр		РО-115-В
Максимальный напор	$H_{пред}$	115
Диапазон регулирования	H_{min}/H_{max}	0,6
Опт. Приведенная частота	n'_{10}	75
Опт. Приведенный расход	Q'_{10}	0,9
Опт. КПД модели	$\eta_{мо}$	0,927

Продолжение таблицы 3.2

Параметр		PO-115-B
Приведенный макс. Расход	$Q_1 \text{ max}$	1,08
Коэффициент кавитации	σ	0,15
D1 приведенный	D_{1M}	0,5156
Напор модельный турбины	H_M	4

Для выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных параметром.

В качестве примера проведем расчет для турбины PO-115/697-B-630 КПД натурной турбины определяем по формуле (3.2)

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left[(1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right] \quad (3.2)$$

$$\eta_T = 1 - (1 - 0.927) \cdot \left[(1 - 0.75) + 0.75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0.5156}{6.3}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{78}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1.3}{1.68}} \right] = 0,9583$$

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

D_1, H_p – Диаметр и расчетный напор натурной турбины;

v_H, v_M – Коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной температуры, зависящие от температуры воды;

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

Мощность одного агрегата определяется по формуле (3.3)

$$N_a^* = 9.81 \cdot D_1^2 \cdot Q_1 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G \quad (3.3)$$

Подставляя значения в формулу (3.3)

$$N_a^* = 9.81 \cdot 6,3^2 \cdot 0,9 \cdot 78 \cdot \sqrt{78} \cdot 0,958 \cdot 0,96 = 222084 \text{ [кВт]}$$

где Q_1 – приведенный расход в расчетной точке;

η_G – средний КПД генератора ($\eta_G = 0,96$).

Число устанавливаемых агрегатов определяется по формуле (3.4)

$$Z_a^* = \frac{N_{уст}}{N_a^*} = \frac{757000}{222084} = 3.4 \approx 4 \quad (3.4)$$

Мощность агрегата рассчитывается по формуле (3.5)

$$N_a = \frac{N_{уст}}{Z_a} = \frac{757000}{4} = 189250 \text{ кВт} \quad (3.5)$$

Синхронная частота вращения определяется по формуле (3.6)

$$n_c^* = \frac{n_p \cdot \sqrt{\Delta p \cdot H_{\text{расч}}}}{D_1} = \frac{75 \cdot \sqrt{1,034 \cdot 78}}{6,3} = 106,9 \quad (3.6)$$

Полученное из формулы (3.6) значение округляется до ближайшего числа стандартного ряда $n_c = 107.1$

где Δp – Поправка на приведенную частоту вращения при переходе от модели к натуре рассчитывается по формуле (3.7)

$$\Delta p = \frac{\eta_{\Gamma}}{\eta_{\text{м}}} = 1,034 \quad (3.7)$$

Приведенные частоты вращения, соответствующие известным напорам рассчитаны по формулам (3.8), (3.9), (3.10).

$$n_{\text{max}}^{\cdot} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\text{min}} \cdot \Delta p}} = \frac{107.1 \cdot 6.3}{\sqrt{65.5 \cdot 1.034}} = 82.0 \quad (3.8)$$

$$n_p^{\cdot} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta p}} = \frac{107.1 \cdot 6.3}{\sqrt{78 \cdot 1.034}} = 75.1 \quad (3.9)$$

$$n_{\text{min}}^{\cdot} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\text{max}} \cdot \Delta p}} = \frac{107.1 \cdot 6.3}{\sqrt{108 \cdot 1.034}} = 63.9 \quad (3.10)$$

Все результаты расчетов сводятся в таблицу 3.3

Таблица 3.3 – Результаты расчета для параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины РО-115

D1	3.75	4	4.25	4.5	4.75	5	5.3	5.6	6	6.3
η_{Γ}	0.9558	0.9561	0.9564	0.9567	0.9570	0.9572	0.9575	0.9578	0.9581	0.9583
$N_a, \text{кВт}$	78476	89319	100866	113116	122129	139725	157042	173372	201389	22084
Z_a^*	9.6463	8.4752	7.5050	6.6923	6.1984	5.4178	4.8204	4.3165	3.7589	3.4086
Z_a	10	9	8	8	8	6	6	6	4	4
$N_a, \text{МВт}$	75700	84111	94625	94625	94625	126167	126167	126167	189250	189250
ΔP	1.0310	1.0314	1.0317	1.0320	1.0323	1.0326	1.0329	1.0332	1.0335	1.0338
$n_c^*, \text{об/мин}$	179.4	168.2	158.3	149.5	141.7	134.6	127.0	120.2	112.2	106.9
$n_c, \text{об/мин}$	187.5	187.5	166.7	150	142.8	136.4	136.4	125	115.4	107.1
$n_{\text{min}}^{\cdot}, \text{об/мин}$	66.6	71.1	67.1	63.9	64.2	64.6	68.4	66.3	65.5	63.9
$n_p^{\cdot}, \text{об/мин}$	78.4	83.6	79.0	75.2	75.6	76.0	80.5	78.0	77.1	75.1
$n_{\text{max}}^{\cdot}, \text{об/мин}$	85.6	91.2	86.2	82.1	82.5	82.9	87.9	85.1	74.2	82.0
$Q_p \cdot \eta_{\Gamma}$	0.948	0.926	0.923	0.823	0.739	0.889	0.791	0.709	0.905	0.820
$Q_{\text{min}} \cdot \eta_{\Gamma}$	0.627	0.612	0.610	0.544	0.488	0.588	0.523	0.468	0.492	0.446

Турбины РО115/697-В-630, РО115/697-В-600 невозможно использовать, так как линия ограничения, соответствующая приведенным расходам, выходит за пределы рабочего диапазона универсальной характеристики. При

рассмотрении турбин PO115/697-B-560, PO115/697-B-530, PO115/697-B-500 – расчетная точка на главной характеристике не находится в рекомендуемом диапазоне изменения Q_{lmax} и σ . Рассмотрим турбины PO115/697-B-475, PO115/697-B-450, PO115/697-B-425, эти турбины удовлетворяют условиям ограничений по расходу, расчетная точка находится в рекомендуемом диапазоне. Выберем турбину PO115/697-B-425, так как по сравнению с другими подходящими турбинами она обладает меньшим диаметром, при одинаковой мощности, что положительно сказывается на цене производства этой турбины, так же меньший диаметр турбины значительно упростит транспортировку данной турбины.

Так же для турбины PO115/697-B-425 подходит серийный гидрогенератор СВ-835/180-36.

3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины для обеспечения ее бескавитационной работы

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

- Работа одного агрегата при установленной мощности при НПУ
- Работа всех агрегатов с установленной мощностью при НПУ
- Работа всех агрегатов с установленной мощностью при H_p

Высоту отсасывания определяется по формуле (3.11)

$$H_s = 10.3 - \frac{\nabla Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - k_\sigma \cdot \sigma \cdot H + \Delta Z_{х.пл} \quad (3.11)$$

где $\Delta Z_{х.пл}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбины определяется по формуле (3.12).

$$\Delta Z_{х.пл} = \frac{B_0}{2} = \frac{B_{0м} \cdot D_{1н}}{2 \cdot D_{1м}} = \frac{0,199 \cdot 4,25}{2 \cdot 0,515} = 0,82 \text{ м} \quad (3.12)$$

Подставляя значения наиболее опасных случаев в формулу (3.11) получаем:

$$H_s = 10.3 - \frac{477,52}{900} - 1,5 \cdot 0,13 \cdot 65,5 + 0,82 = -2,97 \text{ м}$$

$$H_s = 10.3 - \frac{477,67}{900} - 1,5 \cdot 0,14 \cdot 78 + 0,82 = -6,58 \text{ м}$$

$$H_s = 10.3 - \frac{475,58}{900} - 1,5 \cdot 0,06 \cdot 108 + 0,82 = 0,08 \text{ м}$$

Из полученных значений выбираем такое, которое обеспечит бескавитационную работу турбин во всех режимах работы. $H_s = -6,58 \text{ м}$

3.4 Выбор вспомогательного оборудования

По монограмме производим предварительный выбор маслonaпорной установки для турбины РО-115/697-В-425 при максимальном напоре 108м. МНУ 6,3/1-40-4-2: объем котла 6,3 м³ , давление 40 кгс/см², исполнение однокотельное.

По справочным данным выбираем электрогидравлический регулятор для радиально-осевой турбины ЭГР-2И1-150-11 с панелью электрооборудования на интегральных микросхемах ЭГР-2И1 и гидромеханической колонкой 11-го исполнения с главным золотником диаметром 150 мм.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы ГЭС

Выбор главной схемы электрических соединений является одним из важнейших этапов проектирования электрических станций, так как от этого зависит надежность работы, экономичность и безопасность эксплуатации.

Как правило, электрические схемы гидроэлектростанций строятся по блочному принципу. Генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами. Используются схемы как с простыми блоками, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, так и с укрупненными, в которых несколько генераторов присоединены к общему трансформатору, схема таких присоединений представлена на рисунке 4.1

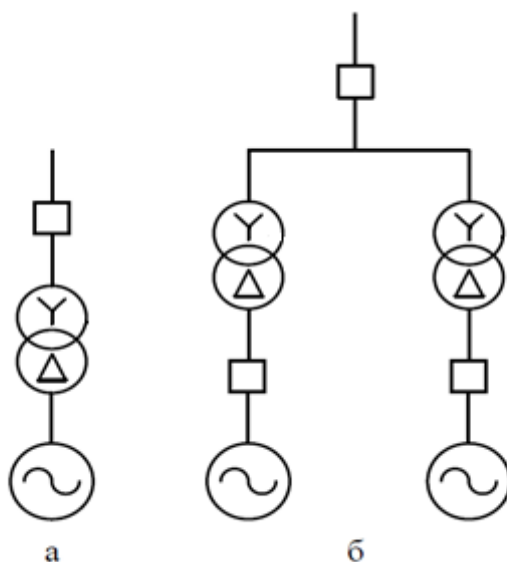


Рисунок 4.1 – Виды генераторных блоков

Для выбора схемы необходимо выполнить технико-экономическое обоснование для обоих вариантов

4.2 Выбор основного оборудования

4.2.1 Выбор блочных трансформаторов для схемы с простыми блоками

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = \frac{100 - 1,5}{0,9} = 110 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.1)$$

По каталогу ООО “Тольяттинский Трансформатор” выбираем трансформатор ТДЦ-125000/220, паспортные данные приведены в таблице 4.1

Таблица 4.1 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-125000/220

$S_{\text{ном}}$ МВ · А	U_{H} кВ		$U_{\text{кз}}\%$	$\Delta P_{\text{к}}$ кВт	ΔP_{xx} кВт	$I_{\text{x}}\%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
125	242	13,8	11	380	90	0,3

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right) \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4320}{10^4}\right) \cdot 8760 = 4871 \text{ ч/год} \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} = 8760 - 0,9 \cdot 32 - 0,03 \cdot 70 = 8730 \text{ ч} \quad (4.3)$$

где $\mu = 0,9$ – частота ремонтов;

$T_{\text{пл}} = 32$ – время плановых простоев блока в течение года;

$\omega = 0,03$ – параметр потока отказов трансформатора;

$T_{\text{в}} = 70$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,090 \cdot 8730 = 785,7 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.4)$$

где $n_{\text{Т}}$ - число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Т ном}}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,380}{1} \cdot \left(\frac{110}{125}\right)^2 \cdot 4871 = 1433,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии:

$$I_{\text{пот1}} = n_{\text{б}} \cdot (\beta \cdot \Delta W_{\text{H}} + \beta \cdot \Delta W_{\text{xx}}) = 8 \cdot (1 \cdot 1433,4 + 1 \cdot 785,7) \quad (4.6)$$

$$I_{\text{пот1}} = 17752,8 \text{ тыс. руб/год}$$

4.2.2 Выбор блочных трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

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

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

$$S_{\text{расч}} = \frac{2 \cdot (P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н}})}{\cos \varphi_{\text{Г}}} = \frac{2 \cdot (100 - 1,5)}{0,9} = 219 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.7)$$

По каталогу ООО “Тольяттинский Трансформатор” выбираем трансформатор ТДЦ-200000/220, паспортные данные приведены в таблице 4.2

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора ТДЦ-200000/220

$S_{\text{ном}}$ МВ · А	U_{H} кВ		$U_{\text{КЗ}}$ %	$\Delta P_{\text{К}}$ кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}}$ кВт	$I_{\text{Х}}$ %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
200	242	13,8	11	380	110	0,3

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right) \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4320}{10^4}\right) \cdot 8760 = 4871 \text{ ч/год} \quad (4.8)$$

Время работы блока в течение года, рассчитывается по формуле (4.9)

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}} \quad (4.9)$$

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 0,9 \cdot 32 - 0,03 \cdot 70 = 8730 \text{ ч.}$$

где $\mu = 0,9$ – частота ремонтов;

$T_{\text{пл}} = 32$ – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,03$ – параметр потока отказов трансформатора;

$T_{\text{в}} = 70$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,110 \cdot 8730 = 960,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.10)$$

где $n_{\text{Т}}$ – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_k}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,380}{1} \cdot \left(\frac{110}{125} \right)^2 \cdot 4871 = 1433,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \quad (4.11)$$

Величина издержек на потери электрической энергии:

$$I_{\text{пот1}} = n_6 \cdot (\beta \cdot \Delta W_H + \beta \cdot \Delta W_{\text{xx}}) = 4 \cdot (1 \cdot 1433,4 + 1 \cdot 960,3) \quad (4.12)$$

$$I_{\text{пот1}} = 9574,8 \text{ тыс. руб/год}$$

4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет 1,5%

$$S_{\text{с.н}} = 0,015 \cdot \frac{N_{\text{уст}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = 0,015 \cdot \frac{800}{0,9} = 8888 \text{ кВ} \cdot \text{А} \quad (4.13)$$

По каталогу НИПО “Русэнерго” выбираем трансформатор ТСЛ-2500/15/0,4, параметры трансформатора представлены в таблице 4.3

Таблица 4.3 – Параметры трансформатора ТСЛ-2500/15/0,4

$S_{\text{ном}}$ кВ · А	U_H кВ		$U_{\text{кз}}\%$	ΔP_k кВт	ΔP_{xx} кВт
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$			
2500	15	0,4	7	30	6,7

Цена одного ТСЛ-2500/15/0,4 – 3 175 000р

4.3 Выбор сечения воздушных проводов

Суммарная мощность, выдаваемая на РУ 220 кВ

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot \left(\frac{P_{\Gamma \text{ ном}} - P_{\text{с.н}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} \right) = 8 \cdot \left(\frac{100 - 1,5}{0,9} \right) = 875 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.14)$$

Количество отходящих линий:

$$n = \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{пер.л}}} = \frac{875}{190,6} = 4,6 \approx 5 \quad (4.15)$$

$$S_{\text{пер.л}} = \frac{K_{\text{пр}} \cdot P_{\text{нат}}}{\cos \varphi_{\text{с}}} = \frac{1,2 \cdot 135}{0,85} = 190,6 \quad (4.16)$$

где $K_{\text{пр}} = 1,2$ – коэффициент достаточной пропускной способности;
 $P_{\text{нат}} = 135$ – натуральная мощность для ВЛ 220 кВ.

Принимается число ВЛ 220 кВ равным:

$$n_{л} = n + 1 = 5 + 1 = 6 \quad (4.17)$$

Рабочий ток:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{875}{6 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0.383 \text{ кА} \quad (4.18)$$

Расчетный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_T \cdot \alpha_i \cdot I_{\text{раб}} = 0.8 \cdot 1.05 \cdot 383 = 321.72 \quad (4.19)$$

где $\alpha_T = 0,8$ – коэффициент учитывающий число часов использования максимальной нагрузки;

$\alpha_i = 1,05$ – коэффициент учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;

По величине расчетного тока выбираем провод АС-240/32, допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{875}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0.459 \text{ кА} \quad (4.20)$$

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

4.4 Выбор главной схемы на основании технико–экономического расчета

Капиталовложения для схемы с одиночными блоками:

$$K = n_T \cdot K_T + n_{\text{СН}} \cdot K_{\text{ТСН}} + 3 \cdot n_{\text{я}} \cdot K_{\text{ОРУ}} \quad (4.21)$$

$$K = 8 \cdot 62500 + 4 \cdot 3175 + 3 \cdot 16 \cdot 11750 = 1076700 \text{ тыс. руб}$$

где n_T – количество силовых трансформаторов;

$K_{T1} = 62500$ тыс. руб – стоимость ТДЦ – 125000/220;

$n_{\text{СН}}$ – количество трансформаторов собственных нужд;

$K_{\text{ТСН}} = 3175$ тыс. руб – цена трансформатора собственных нужд;

$n_{\text{я}}$ – количество ячеек выключателя;

$K_{\text{ОРУ}} = 11750$ тыс. руб – цена ячейки выключателя.

Полные приведенные затраты:

$$З = E_H \cdot K + И = 0,15 \cdot 1076700 + 11752,8 = 173257,8 \text{ тыс руб} \quad (4.22)$$

где $E_H = 0.15$ – коэффициент нормативной эффективности капиталовложений в энергетику.

Капиталовложения для схемы с укрупненными блоками:

$$K = n_T \cdot K_T + n_{CH} \cdot K_{TCH} + 3 \cdot n_{я} \cdot K_{ОРУ} \quad (4.23)$$

$$K = 4 \cdot 120000 + 4 \cdot 3175 + 3 \cdot 12 \cdot 11750 = 915700 \text{ тыс. руб}$$

где n_T – количество силовых трансформаторов;

$K_{T1} = 120000$ тыс. руб – стоимость ТДЦ – 125000/220;

n_{CH} – количество трансформаторов собственных нужд;

$K_{TCH} = 3175$ тыс. руб – цена трансформатора собственных нужд;

$n_{я}$ – количество ячеек выключателя;

$K_{ОРУ} = 11750$ тыс. руб – цена ячейки выключателя.

Полные приведенные затраты:

$$З = E_H \cdot K + И = 0,15 \cdot 915700 + 9574,8 = 146929,8 \text{ тыс руб} \quad (4.24)$$

Сравнение

$$С = 100 - \frac{146929,8}{173257,8} \cdot 100\% = 15,2\%$$

Сравнив данные схемы, делаем вывод, что схема с укрупненными блоками получилась дешевле на 15.2%, следовательно принимаем схему с укрупненными блоками.

4.5 Выбор схемы РУ

Согласно СТО ОАО “ФСК ЕЭС” регламентируется схема распределительного устройства

Исходя из следующих условий выбираем схему с одной секционированной системой сборных шин и с обходной системой шин:

- Напряжение передачи – 220 кВ
- Число присоединений РУ-220 кВ: 10 (6 ВЛЭП, 4 блока 2генератора - трансформатор)
- Наличие потребителей первой категории
- Схема обладает достаточными условиями экономичности и надежности
- Отсутствие необходимости в сохранении всех присоединений
- Необходимость системы плавки гололеда

Схема РУ представлена на рисунке 4.2

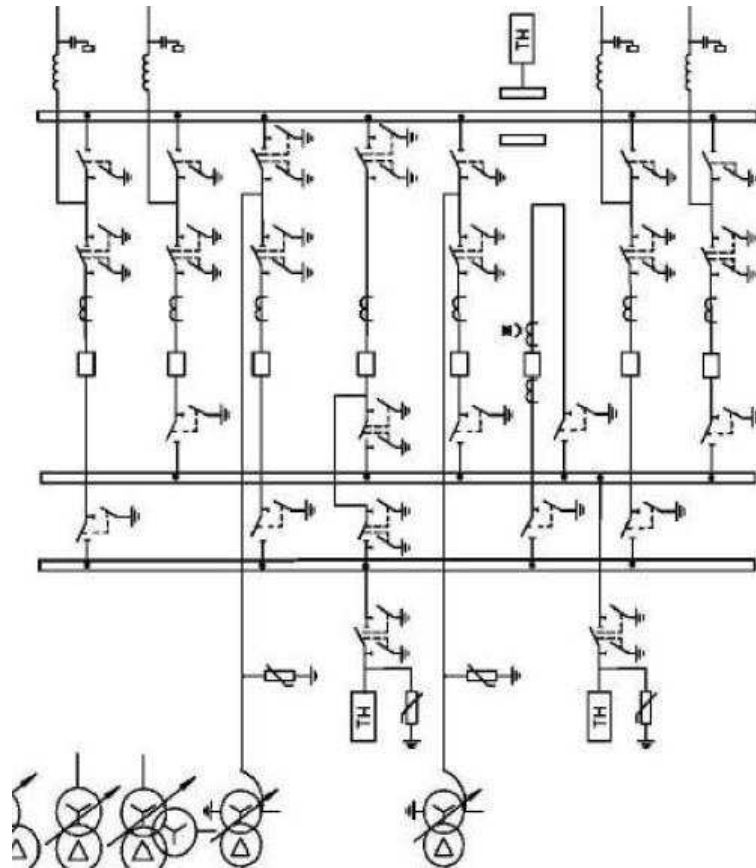


Рисунок 4.2 – Схема 12 одной секционированной системой сборных шин и с обходной системой шин

4.6 Расчет токов трехфазного и однофазного короткого замыкания у распределительного устройства высшего напряжения с применением программного комплекса RastrWin

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$X_G = X_d'' \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,22 \cdot \frac{13,8^2}{110} = 0,37 \text{ Ом} \quad (4.25)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_G = E_*'' \cdot U_6 = 1,13 \cdot 13,8 = 15,5 \text{ кВ} \quad (4.26)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$X_T = \frac{U_{k\%} \cdot U_{ВН}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{11 \cdot 242^2}{100 \cdot 200} = 51,5 \text{ Ом} \quad (4.27)$$

Система:

$$X_C = \frac{U_{BH}^2}{S_{кз}} = \frac{125^2}{150} = 104,1 \text{ Ом} \quad (4.28)$$

Линии электропередач:

$$X_L = \frac{X_{оуд} \cdot l}{n} = \frac{0,435 \cdot 17}{6} = 1,2 \text{ Ом} \quad (4.29)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_C = E_{*c} \cdot U_{61} = 230 \text{ кВ} \quad (4.30)$$

Коэффициент трансформации:

$$K_T = \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = \frac{13,8}{242} = 0,06 \quad (4.31)$$

Определим активное сопротивление всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах

$$r_T = \frac{X_T}{T_{дг} \cdot \omega} = \frac{0,25}{0,045 \cdot 314} = 0,018 \text{ Ом} \quad (4.32)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,380 \cdot 242^2}{200^2} = 0,56 \text{ Ом} \quad (4.33)$$

$$r_C = \frac{X_C}{2} = \frac{104,1}{20} = 5,2 \text{ Ом} \quad (4.34)$$

$$r_L = \frac{r_{оуд} \cdot l}{n} = \frac{0,121 \cdot 17}{6} = 0,34 \text{ Ом} \quad (4.35)$$

Для расчета использовалась схема замещения, представленная на рисунке 4.3

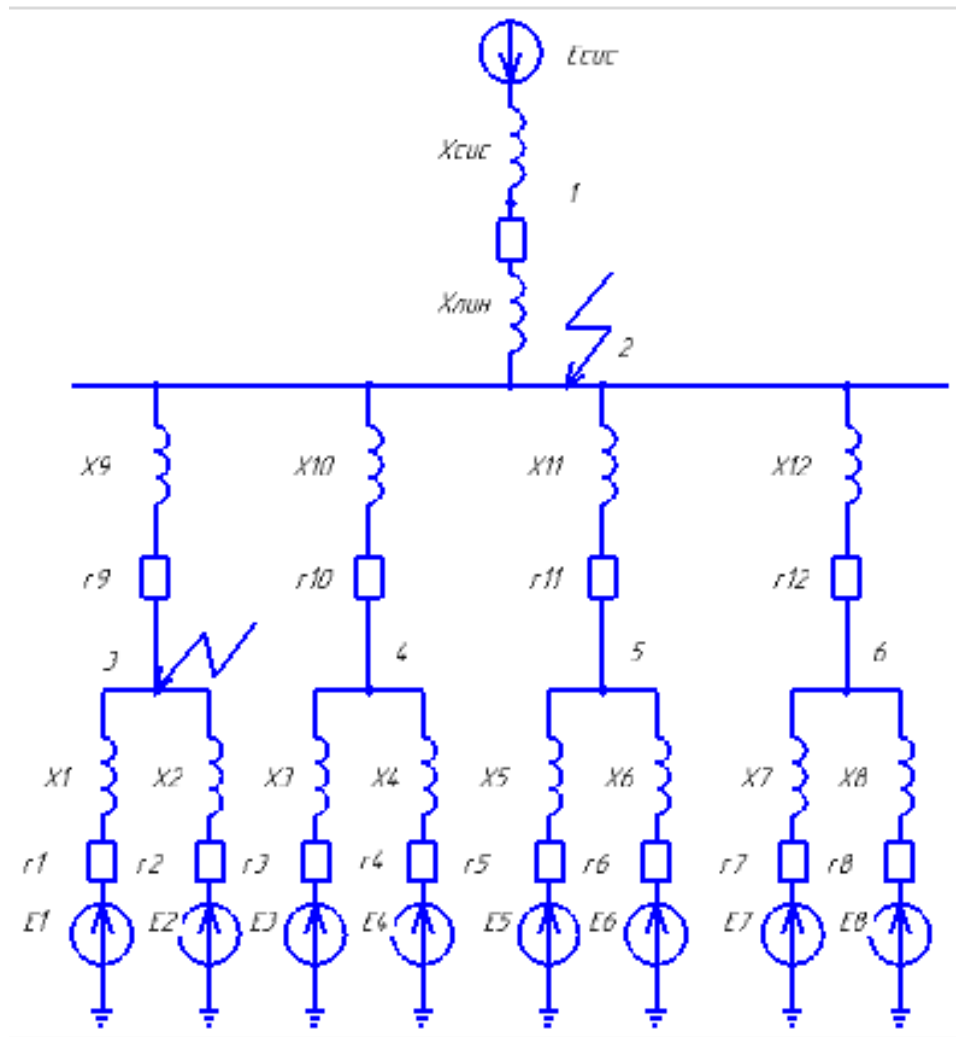


Рисунок 4.3 – схема замещения

На рисунках 4.4 - 4.9 представлены данные из таблиц RastWin.

Узлы/Несим/МД												
	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input type="checkbox"/>			зак	1	п/ст		242				
2	<input type="checkbox"/>			зак	2	Шины РУ		242				
3	<input type="checkbox"/>			зак	3	T1 (Г1-Г2)		15				
4	<input type="checkbox"/>			зак	4	T2 (Г3-Г4)		15				
5	<input type="checkbox"/>			зак	5	T3 (Г5-Г6)		15				
6	<input type="checkbox"/>			зак	6	T4 (Г7-Г8)		15				

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	Кт/г
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	1	2		п/ст	5,20	104,10	
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	3		Шины РУ - Т1 (Г1-Г2)	0,56	51,50	0,06
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	4		Шины РУ - Т2 (Г3-Г4)	0,56	51,50	0,06
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	5		Шины РУ - Т3 (Г5-Г6)	0,56	51,50	0,06
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	6		Шины РУ - Т4 (Г7-Г8)	0,56	51,50	0,06

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N agr	Название	N узла	r	x	r2	X2
1			9	Система	1	5,200	104,100		
2			1	Гидрогенератор 1	3	0,018	0,370	0,018	0,370
3			2	Гидрогенератор 2	3	0,018	0,370	0,018	0,370
4			3	Гидрогенератор 3	4	0,018	0,370	0,018	0,370
5			4	Гидрогенератор 4	4	0,018	0,370	0,018	0,370
6			5	Гидрогенератор 5	5	0,018	0,370	0,018	0,370
7			6	Гидрогенератор 6	5	0,018	0,370	0,018	0,370
8			7	Гидрогенератор 7	6	0,018	0,370	0,018	0,370
9			8	Гидрогенератор 8	6	0,018	0,370	0,018	0,370

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	I 0
1	1	1	1	3ф	2	3,7808	-86,34	0,0000	0,0000

Рисунок 4.7 – Результаты расчета токов трехфазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	dI 2	I 0	dI 0
1	1	1	1	1ф	2	26,834	-86,34	1,8904	-86,34	1,8904	-86,34

Рисунок 4.8 – Результаты расчета токов однофазного КЗ

S	№	№ сост	Тип	П 1	I 1	dI 1	I 2	I 0
1	1	1	3ф	3	81,0054	-86,33	0,0000	0,0000

Рисунок 4.9 – Результаты расчетов токов трехфазного КЗ

Сведем полученные данные в таблицу 4.4

Таблица 4.4 – Результаты расчетов токов КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	I_y
1ф	2	5,3	10,22
3ф	2	26,83	13,84
3ф	3	61,0	81

4.7 Определение расчетных токов рабочего и утяжеленного режима

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

$$I_{Г.раб.мах} = 1,05 \cdot I_{Г.НОМ} = 1,05 \cdot \frac{S_{Г.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г.НОМ} \cdot K_T} \quad (4.36)$$

$$I_{Г.раб.мах} = 1,05 \cdot \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 17,5} = 0,28 \text{ кА} \quad (4.37)$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:

$$I_{раб.мах.ст} = \frac{S_{Г.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{Т.НОМ}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,26 \text{ кА} \quad (4.38)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220 кВ

$$I_{раб.мах} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{л} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{800-12}{6 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,34 \text{ кА} \quad (4.39)$$

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

$$I_{раб.утж} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{л}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{800-12}{5 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,42 \text{ кА} \quad (4.40)$$

4.8 Выбор и проверка коммутационных аппаратов генераторного напряжения

Разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость.

При выборе выключателя и разъединителя должны быть соблюдены следующие условия:

$$U_{\text{НОМ.В}} \geq U_{\text{НОМ.С}} \quad (4.41)$$

$$I_{\text{НОМ.В}} \geq I_{\text{раб.мах}} \quad (4.42)$$

Для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ-15/50/6300, паспортные данные представлены в таблице 4.5

Таблица 4.5 – Технические данные выключателя ВГГ-15/50/6300

$U_{\text{НОМ}}$ кВ	$I_{\text{НОМ}}$ А	$I_{\text{НОМ.отк}}$ кА	$i_{\text{пр.скв}}$ кА	$I_{\text{пр.скв}}$ кА	$I_{\text{вкл.ном}}$ кА	$I_{\text{терм.ст}}$ кА	$t_{\text{т}}$, с	$t_{\text{в}}$, с
15	6300	50	130	50	130	50	3	0,03

Проверка на динамическую и термическую стойкость:

$$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{у}} \quad (4.43)$$

$$130 \geq 81 \text{ кА}$$

Проверка на термическую стойкость

$$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к.расч}} \quad (4.44)$$

$$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т ст}}^2 \cdot I_{\text{т}} \quad (4.45)$$

$$B_{\text{к.ном}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{\text{к.расч}} = (I^{(3)})^2 \cdot (t_{\text{в}} + t_{\text{рза}}) \quad (4.46)$$

$$B_{\text{к.расч}} = 26.83^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 28.8 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$7500 \text{ кА}^2\text{с} \geq 28.8 \text{ кА}^2\text{с}$$

Принимаем к установке разъединитель РВПЗ-2-20/12500Н, со следующими параметрами $I_{\text{пр.скв}} = 250 \text{ кА}$, $I_{\text{т.ст}} = 100 \text{ кА}$, $t_{\text{т}} = 3 \text{ с}$

$$B_{к.ном} = 100^2 \cdot 3 = 30000 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$30000 \text{ кА}^2\text{с} \geq 28.8 \text{ кА}^2\text{с}$$

Сравнение расчетных параметров и данных каталога представлено в таблице 4.6

Таблица 4.6 – Параметры коммутационных аппаратов.

Расчетные данные	Данные каталога	
	выключатель	разъединитель
$U_{ном} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 15 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$
$I_{г.раб.мах} = 0,28 \text{ кА}$	$I_{ном} = 6300 \text{ А}$	$I_{ном} = 12500 \text{ А}$
$I_{п.0} = 26,83 \text{ кА}$	$I_{ном.отк} = 50 \text{ кА}$	-
$I_y = 81$	$i_{пр.скв} = 130 \text{ кА}$	$i_{пр.скв} = 250 \text{ кА}$

Выбираем анализатор сети АПКЭ-1 и синхронизатор сети АСУ-ВЭИ АС-М3, параметры представлены в таблице 4.7

Таблица 4.7 – Параметры принятого к установке оборудования

Наименование	Тип	Интерфейс	Класс точности	Потребляемая мощность
в цепи статора				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0.5	8
в цепи ротора				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0.5	8
Синхронизатор	АСУ-ВЭИ АС-М3	RS485	0.5	20

4.9 Выбор измерительных трансформаторов генераторного напряжения

Выбираем трансформатор тока ТОЛ-20-3 ВВ-1, параметры трансформатора внесем в таблицу 4.8

Таблица 4.8 – Параметры трансформатора тока ТОЛ-20-3

Параметры	Расчётные данные	Данные по каталога
$U_{сети} < U_{ном}$	13,8 кВ	20 кВ
$I_{раб.мах} < I_{ном}$	3461	4000 А
$S_2 < S_{2ном}$	36 В·А	90 В·А
$i_y < i_{дин}$	81 А	152,2 кА

$$B_{к.ном} = 61^2 \cdot 3 = 11163 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$11163 \text{ кА}^2\text{с} \geq 28.8 \text{ кА}^2\text{с}$$

Выбираем трансформатор напряжения, по каталогу “Электроцит Самара”
НОЛ-СЭЩ-20 $S_{2\text{ном}} = 225 \text{ В} \cdot \text{А}$; К. Т = 0,5

Расчеты сведем в таблицу 4.9

Таблица 4.9 – Параметры трансформатора НОЛ-СЭЩ-20

Параметры	Расчетные данные	Данные по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	13,8 кВ	20 кВ
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	36 В·А	225 В·А

Выбираем ОПН-П1-15/18/10/2УХЛ1

4.10 Выбор параметров ОРУ 220 кВ

Для напряжения 220 кВ по каталогу изготовителя “Уралэлектротяжмаш” выбираем элегазовый выключатель баковый ВЭБ-220/50/3150, технические данные выключателя находятся в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Технические данные выключателя ВЭБ-220/50/3150

$U_{\text{ном}}$ кВ	$I_{\text{ном}}$ А	$I_{\text{ном.отк}}$ кА	$i_{\text{пр.скв}}$ кА	$I_{\text{пр.скв}}$ кА	$I_{\text{вкл.ном}}$ кА	$I_{\text{терм.ст}}$ кА	$t_{\text{т}}$, с	$t_{\text{в}}$, с
220	3150	50	125	50	125	50	3	0,035

Проверка на динамическую и термическую стойкость:

$$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{у}} \quad (4.47)$$

$$125 \geq 13,84 \text{ кА}$$

Проверка на термическую стойкость

$$B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к.расч}} \quad (4.48)$$

$$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{т ст}}^2 \cdot I_{\text{т}} \quad (4.49)$$

$$B_{\text{к.ном}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{\text{к.расч}} = (I^{(3)})^2 \cdot (t_{\text{в}} + t_{\text{рза}}) \quad (4.50)$$

$$B_{\text{к.расч}} = 5,3^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 1,2 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$7500 \text{ кА}^2\text{с} \geq 1,2 \text{ кА}^2\text{с}$$

Принимаем к установке разъединитель РГНП-220/1000, со следующими параметрами $I_{\text{пр.СКВ}} = 80 \text{ кА}$, $I_{\text{т.ст}} = 31,5 \text{ кА}$, $t_t = 3 \text{ с}$

$$B_{\text{к.ном}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$2977 \text{ кА}^2\text{с} \geq 28.8 \text{ кА}^2\text{с}$$

Расчетные параметры и данные каталогов для коммутационных аппаратов на стороне 220 кВ представлены в таблице 4.11

Таблица 4.11 – Параметры коммутационных аппаратов на стороне 220кВ

Расчетные данные	Данные каталога	
	выключатель	разъединитель
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{г.раб.мах}} = 420 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п.0}} = 5,3 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.отк}} = 40 \text{ кА}$	-
$I_y = 13,84$	$i_{\text{пр.СКВ}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.СКВ}} = 80 \text{ кА}$

Для цепи 220кВ выбран анализатор АПКЭ -1, Характеристики приведены в таблице 4.12

Таблица 4.12 – Параметры Анализатора АПКЭ-1

Наименование	Тип	Интерфейс	Класс точности	Потребляемая мощность
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8

Выбираем оптический электронный трансформатор ТТЭО-220, параметры трансформатора внесем в таблицу 4.13

Таблица 4.13 – Параметры трансформатора ТТЭО-220

Параметры	Расчётные данные	Данные по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	220 кВ	220 кВ
$I_{\text{раб.мах}} < I_{\text{ном}}$	420	600 А
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	0,2 В·А	10 В·А
$i_y < i_{\text{дин}}$	13,71 А	-

$$B_{\text{к.ном}} = 61^2 \cdot 3 = 11163 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$11163 \text{ кА}^2\text{с} \geq 28.8 \text{ кА}^2\text{с}$$

Завод изготовитель не приводит данные по значению $i_{\text{дин}}$, так как запас прочности заведомо высокий

Выбираем трансформатор напряжения, по каталогу “ЗЭТО” Великие луки ЗНОГ-220 $S_{2\text{ном}} = 150 \text{ В} \cdot \text{А}$; $K. T = 0,2$

Расчеты сведем в таблицу 4.14

Таблица 4.14 – Параметры трансформатора ЗНОГ-220

Параметры	Расчетные данные	Данные по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	220 кВ	220 кВ
$S_2 < S_{2\text{ном}}$	8 В·А	150 В·А

На ОРУ выбираем ОПН-П1-220/163/10/2УХЛ1, изготовитель ЗАО “ЗЭТО”

5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Параметры генератора представлены в таблице 5.1; параметры силового трансформатора в таблице 5.2.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-835/180-36
мощность номинальная	полная, МВ·А	111
	активная, МВт	100
номинальное напряжение, кВ		13,8
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,9
частота, Гц		50
частота вращения, об/мин		166,7
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		1
номинальный ток статора, кА		4,65
ток ротора при номинальной нагрузке, кА		1,2
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	0,94
	переходное $X'd$	0,30
	сверхпереходное $X''d$	0,22
индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		0,26
емкость обмотки статора, мкФ		1,01

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ-200000/220
мощность номинальная, МВ·А	200
номинальное напряжение, кВ	242
напряжение короткого замыкания	11
группа соединений	Y _н /Δ

5.2 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном и на высшем напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{P_{\text{ном}} / \cos\varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{100 / 0,9}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4,648 \text{ кА}; \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{4648 \cdot 1}{8000/5} = 2,90 \text{ А}; \quad (5.2)$$

На высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{\text{вн}}^{(1)} = \frac{100 / 0,9}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,265 \text{ А}; \quad (5.3)$$

Номинальный ток высшего напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{вн}}^{(2)} = \frac{I_{\text{вн}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{265 \cdot \sqrt{3}}{8000/5} = 2.29 \text{ А}; \quad (5.4)$$

5.3 Перечень защит основного оборудования

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

Защиты генератора СВ – 835/180-36-111 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 (для предотвращения недопустимого повышения напряжения при сбросах нагрузки);
- 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-200000/220:

- 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 15,75 кВ;
- Защита от перегрузки (резервная защита).

Защиты воздушных линий 220кВ:

Основные защиты:

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

Резервные защиты:

- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);

- Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);

- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);

- УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

- Дифференциальная защита;
- Газовая защита;

- МТЗ на стороне 13,8 кВ;
- МТЗ на стороне 6 кВ;
- Защита от перегрузки;

5.4 Описание защит и расчет их уставок

5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 4648 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{ТТ} = 8000/5 \text{ А}$.

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

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_N = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_N \quad (5.5)$$

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

$f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока.

$$I_{НБ(Н)} = 0,05 \cdot 4648 = 232,4 \text{ А}$$

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP.0} \geq K_N \cdot I_{НБ(НН)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_N = 0,1 \cdot I_N, \quad (5.6)$$

где $K_N = 2$ - коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{CP.0} = 0,15 \cdot I_N = 697,2$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.7)$$

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

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

$K_{ОДН} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока (0,5-для однотипных ТТ, 1,0 для разных ТТ);

$I_{МАКС}$ - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения.

$$I_{МАКС} = \frac{E_r''}{x_d''} \cdot I_H. \quad (5.8)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.7):

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,22} \cdot 4648 = 2397,8 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot K_H}{I_T}, \quad (5.9)$$

$$K_T > \frac{2397 \cdot 2}{23978} = 0,2$$

$$K_T > 0,2,$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

I_T - ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора ($I_T = I_{МАКС}$).

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

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

$$I_{НТ} = \frac{I_{*СР}}{K_T} = \frac{0,16}{0,3} = 0,53. \quad (5.10)$$

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

$$B \geq \frac{I_{*СР}}{K_T} = \frac{0,16}{0,3} = 0,53. \quad (5.11)$$

Принимаем типовое значение уставки $B = 1,5$ (при этом условие выполняется).

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

Принимаем уставку: $I_{отс} = 5I_H$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

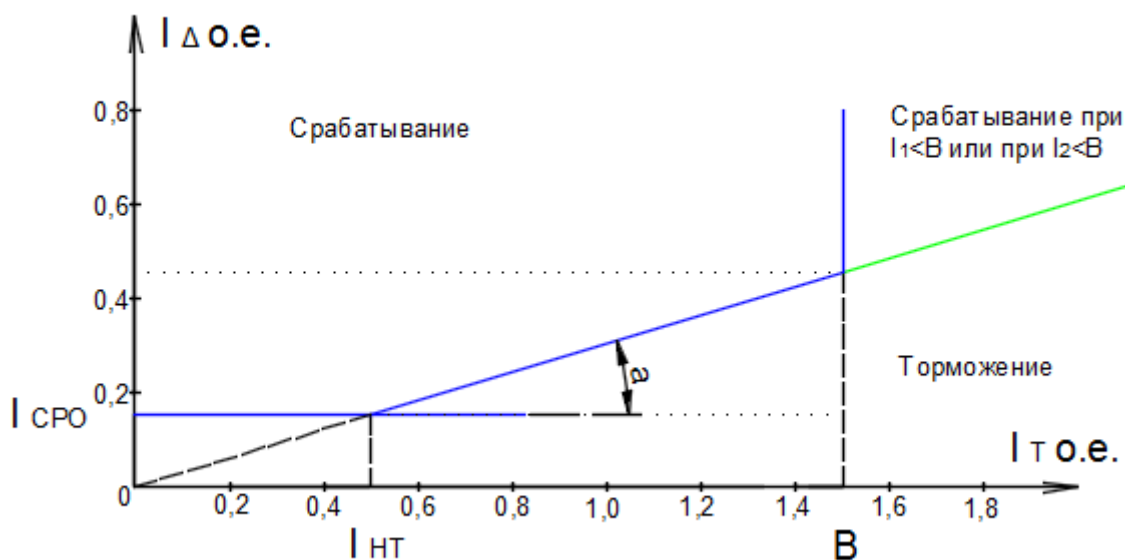


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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 измеряемое трансформатором, установленным в нейтрали генератора.».

2) Второй орган реагирует на основную составляющую напряжений третьей гармоники в нейтрали и на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали

U_{03} включается на напряжение нулевой последовательности на выводах генератора и в его нейтрали, а тормозная цепь включается на напряжение нулевой последовательности в нейтрали генератора.

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

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

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

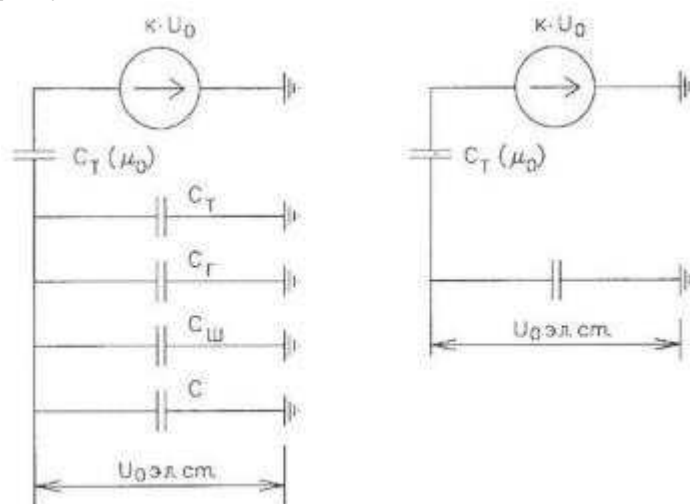


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_{\Gamma} + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} + C_{\text{ВТ}} = 0,0073 + 1,01 + 0,008 + 0,27 + 0,249 = 1,54 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.12)$$

где C_{Γ} – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;
 C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;
 $C_{\text{Ш}}$ – емкость шинпровода по отношению к земле;
 $C_{\text{ВГ}}$ – емкость генераторного выключателя со стороны трансформатора;
 $C_{\text{ВТ}}$ – емкость генераторного выключателя со стороны генератора.

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma}, \quad (5.13)$$

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

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

U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора. Принимается равным значению вычисленному по формуле (5.14)

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{2330}{\sqrt{3}} = 42,33 \text{ кВ}, \quad (5.14)$$

Суммарный емкостной ток сети 13.8 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 6.52 \text{ А}. \quad (5.15)$$

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

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 42330 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 1,54} = 190.5 \text{ В}. \quad (5.16)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}, \quad (5.17)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 190.5}{\frac{13.8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}},$$

$$U_{\text{СР}} \geq 3.77,$$

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

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

$K_{\text{В}} = 0,95$ – 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 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал;

- U_{02G} с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5 с действует на разгрузку агрегата;

- U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей ГГ и ВГ и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

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

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от K_T :

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,3 \text{ о. е.} \quad (5.18)$$

При $K_T = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 30 % обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.19)$$

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

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

Уставка $U1>$ рассчитывается:

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.20)$$

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

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

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

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

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

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.21)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

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

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.22)$$

где $A = 20$ – 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: $I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$; $I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H$.

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

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18. \quad (5.23)$$

Уставка вычисляется по формуле (5.24)

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15, \quad (5.24)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H = 0,15 \cdot 4648 = 697,2 \text{ А.} \quad (5.25)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,15$:

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 880 \text{ с}$$

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}, \quad (5.26)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}}.$$

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

Таблица 5.3 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

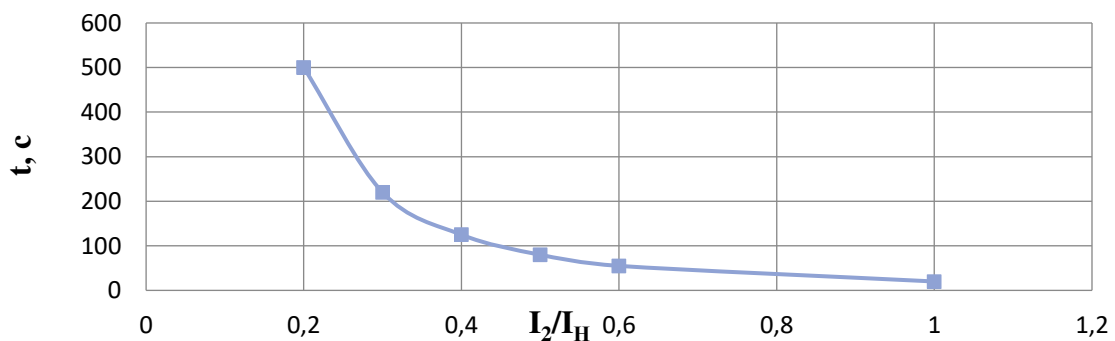


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

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

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

По второму условию:

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

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{I_2^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_{\Gamma} + 2 \cdot x_{\text{T}})} \quad (5.27)$$

$$I_{2\text{с.з.}} = \frac{1}{1,3 \cdot (0,22 + 0,147 + 2 \cdot 0,11)} = 1,31 \text{ о. е.},$$

где x_d'' - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

x_{Γ} - сопротивление обратной последовательности генератора;

x_{T} - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

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

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}}}. \quad (5.28)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2c.3.}^* \leq \frac{1}{2 \cdot (x_d'' + x_2 + 2 \cdot x_T + 2 \cdot x_L)} \quad (5.29)$$

$$I_{2c.3.}^* = \frac{1}{2 \cdot \left(0,22 \cdot \left(\frac{242}{13,8} \right)^2 + 0,26 \cdot \left(\frac{242}{13,8} \right)^2 + 2 \cdot 0,11 + 2 \cdot 0,042 \right)} = 0,00338 \text{ о. е.},$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2 \min} = 2 \cdot I_{2c.3.}^* \cdot \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = 2 \cdot 0,00338 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,118 \text{ о. е.} \quad (5.30)$$

$$I_{2c.3.} \leq \frac{I_{2 \min}}{K_{\text{ч}}} = \frac{0,118}{0,76} = 0,155 \text{ о. е.} \quad (5.31)$$

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 функциональные органы:

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.32)$$

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:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{H}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{H}}. \quad (5.33)$$

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_{H}	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки (с)	3800	1200	450	340	280	160	80	3

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

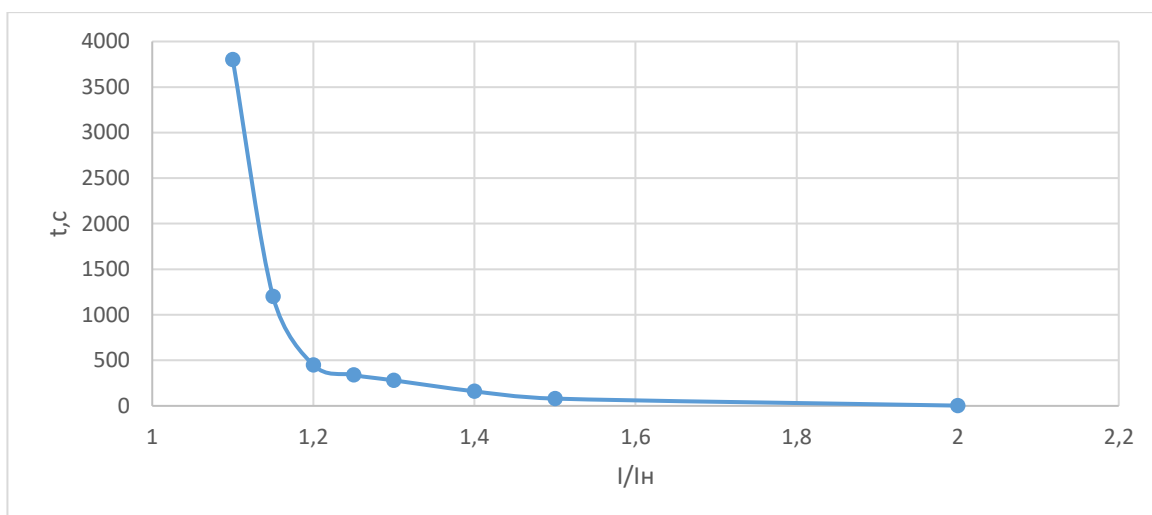


Рисунок 5.4 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,2 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.34)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 157,5} = 73 \text{ В.} \quad (5.35)$$

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 ($Z_1 <$), ($Z_2 <$)

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

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

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

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

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ 220 кВ Нуминской ГЭС:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 32,2 + \frac{0,8}{5} \cdot 15,32 = 25,95 \text{ Ом}, \quad (5.36)$$

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_{Л}^2 + r_{Л}^2} = \sqrt{1,2^2 + 0,34^2} = 1,24 \text{ Ом} \quad (5.37)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ;

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 242^2}{200} = 32,2 \text{ Ом.}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{125}{111} + \frac{0,8}{5} \cdot \frac{125}{242^2} \cdot 1,24 = 0,099$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,099 \cdot 1,52 = 0,15 \text{ Ом}, \quad (5.38)$$

где Z_6 – рассчитывается по формуле (5.39)

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{15,75^2}{176,5} = 1,52. \quad (5.39)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1\text{сз}} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,15 \cdot \frac{\frac{8000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 1,73 \text{ Ом}. \quad (5.40)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,8 \text{ Ом}$.

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13800}{\sqrt{3} \cdot 4648} = 1,7 \text{ Ом}, \quad (5.41)$$

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

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

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,98 - 0,95}{1,03} = 2,92, \quad (5.42)$$

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

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}}^* = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.43)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,38, \quad (5.44)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} \approx 69^\circ$.
Сопrotивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.}, \quad (5.45)$$

$$Z_{\text{СЗII}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot \frac{13,8^2}{111} = 0,6 \text{ Ом}. \quad (5.46)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{\text{СЗII}} = \frac{Z_{\text{СЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,6 \cdot 8000/5}{13800/100} = 7,15 \text{ Ом}, \quad (5.47)$$

Принимаем уставку $Z_{\text{II}} = 7,2 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{СМ1}} = 0,07 \text{ Ом}$, $Z_{\text{СМ2}} = 0,52 \text{ Ом}$.

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

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

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

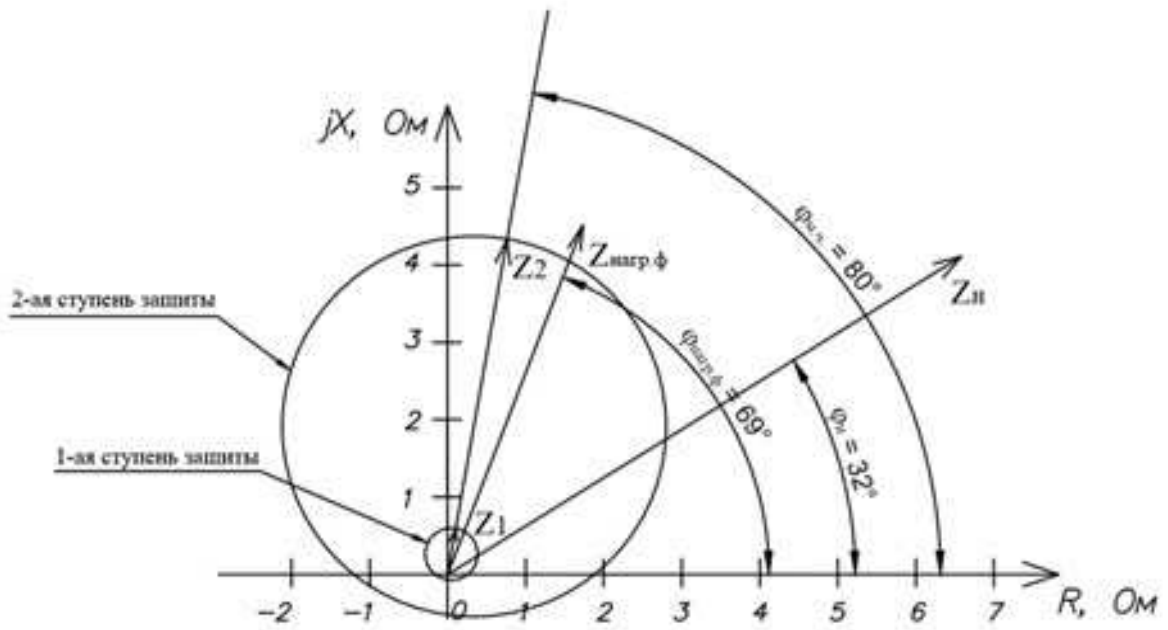


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.48)$$

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа. Уставка пускового органа, рассчитывается по формуле (5.49)

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,22 \cdot I_{НОМ.Р}. \quad (5.49)$$

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

Перегрузочная способность обмотки ротора представлена в таблице 5.5

Таблица 5.5 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

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

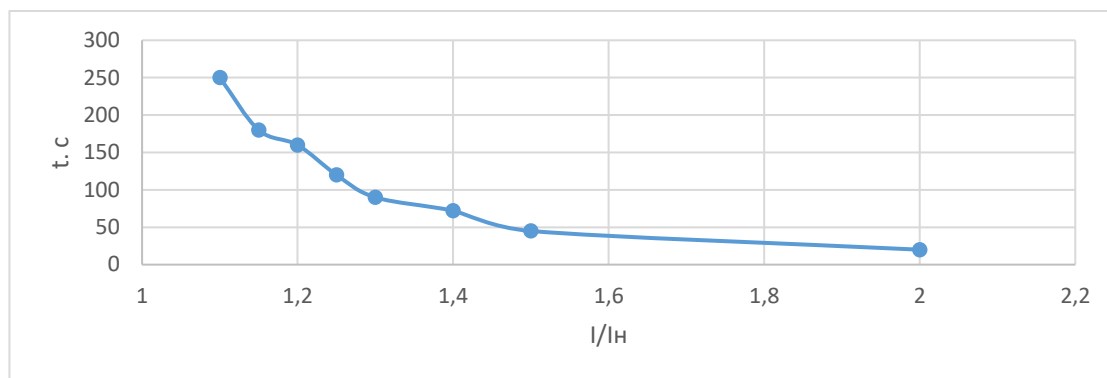


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{2,15 \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{0,98} = 2,19 \cdot I_{\text{НОМ.Р.}} \quad (5.49)$$

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

5.5 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты генератора фирмы «ЭКРА» - ШЭ1110-900G. Шкаф ШЭ1110-900G выполняется в виде двух взаиморезервируемых автономных систем защит, расположенных в одном шкафу двухстороннего обслуживания. Комплект содержит защиты от всех видов повреждений и нарушений нормального режима работы генератора, работающего на сборные шины, в соответствии с ПУЭ, действующими руководящими указаниями. Для защиты системы тиристорного самовозбуждения генератора был выбран шкаф ШЭ1113-910ЕТ фирмы «ЭКРА».

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Проектирование водосливной плотины

Для проведения требуемых расчетов сначала необходимо определить класс гидротехнического сооружения (ГТС).

Высота ГТС более 100 м на скальном основании, На основании этих данных по СП [3] можно сделать вывод, что ГТС имеет I класс.

6.1.1 Определение отметки гребня бетонной плотины

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

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

где a – величина запаса, принята для ГТС I класса – 0,8 м.

$$\Delta h_{set} = k_w \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cos \alpha \quad (6.2)$$

где V_w – расчетная скорость ветра на высоте 10м над уровнем воды, 16 м/с;

L – длина разгона волны, 2240 м;

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

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище:

$$d = \frac{\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}}{2} = \frac{580 - 471}{2} = 54.5 \text{ м} \quad (6.3)$$

$$k_w = 3(1 + 0.3V_w) \cdot 10^{-7} \quad (6.4)$$

$$k_w = 3(1 + 0.3 \cdot 16) \cdot 10^{-7} = 17.4 \cdot 10^{-7}$$

$$\nabla h_{set} = 17.4 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{16^2 \cdot 2240}{9.81 \cdot 54.5} = 0.002 \text{ м}$$

Вычисляем безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9.81 \cdot 2240}{16^2} = 85.83$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9.81 \cdot 21600}{16} = 13243.5$$

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

По полученным значениям на графике для определения ветровых волн [СП38.13330.2012 Приложение А.1] определяем параметры $\frac{gL}{V_w^2}$; $\frac{gt}{V_w}$ полученные значения заносим в таблицу 6.1

Таблица 6.1 – Параметры $\frac{gL}{V_w^2}$; $\frac{gt}{V_w}$

Безразмерный комплекс	Значение	$\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g\bar{T}}{V_w}$
$\frac{gL}{V_w^2}$	85.83	0.017	1.45
$\frac{gt}{V_w}$	13243.5	0.12	5

Принимаем наименьшее из полученных параметров и определяем среднюю высоту волны \bar{h} и средний период волны \bar{T}

$$\bar{h} = \frac{V_w^2 \cdot 0,017}{9,81} = \frac{16^2 \cdot 0,017}{9,81} = 0,44 \text{ м} \quad (6.5)$$

$$\bar{T} = \frac{V_w \cdot 1,45}{9,81} = \frac{16 \cdot 1,45}{9,81} = 2,36 \text{ с} \quad (6.6)$$

Определяем среднюю длину волны

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,36^2}{2 \cdot 3,14} = 8,7 \text{ м} \quad (6.7)$$

Необходимо проверить условие глубоководной зоны $d > 0,5\bar{\lambda}_d$

$$54,5\text{м} > 4,35\text{м}$$

Условие выполняется, следовательно, зона водохранилища глубоководная

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,44 \cdot 2,05 = 0,902 \text{ м} \quad (6.8)$$

где $K_i = 2,05$ – коэффициент, определяемый по графику [2, Приложение 1, рис. 2] в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны)

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + a + \nabla h_{\text{set}} \quad (6.9)$$

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 580 + 0.902 + 0.8 + 0,002 = 581.7$$

6.2 Гидравлические расчеты

Исходными данными для проведения гидравлических расчетов являются: отметки НПУ и ФПУ, расчетные максимальные расходы воды, кривые связи уровней нижнего бьефа и расходов, характеристики грунтов основания.

6.2.1. Определение ширины водосливного фронта

Определяем расчетный расход воды для основного расчетного случая, который должен пропускаться, как правило, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты

$$Q_p = Q_{\text{max.осн}} - Q_{\text{ГА}} \cdot (n - 1) \quad (6.10)$$

$$Q_p = 3441 - 133 \cdot (8 - 2) = 2643 \text{ м}^3/\text{с}$$

где $Q_{\text{max.осн}}$ – расчетный (0,1%) максимальный расход для основного расчетного случая с учетом трансформации его водохранилищем для ГТС I класса;

n – число гидроагрегатов ГЭС;

$Q_{\text{ГА}} = 133$ – расход одного гидроагрегата.

Удельный расход на рисберме

$$q_p = [v_h] \cdot h_{\text{н.б}} = 6 \cdot 10,33 = 61,98 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.11)$$

Для скальных грунтов скорость на рисберме принимаем равной 6м/с

Глубина воды в нижнем бьефе:

$$h_{\text{н.б}} = \nabla_{\text{УНБ}} - \nabla_{\text{дна}} = 481,33 - 471 = 10,33 \text{ м} \quad (6.12)$$

Отметка УНБ определяется по кривой зависимости расходов от уровней в нижнем бьефе при $Q_{\text{max.осн}} = 3441 \text{ м}^3/\text{с}$

Удельный расход на водосливе:

$$q_{\text{в}} = 1,25 \cdot 61,98 = 79,33 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.13)$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{2643}{79.33} = 33.31 \text{ м} \quad (6.14)$$

Ширина водосливного фронта должна быть целым числом, поэтому полученное значение округляют в большую сторону и, кроме того рассчитывается по формуле (6.15)

$$B = b \cdot n, \quad (6.15)$$

где n – число пролетов, (не менее 2-3);

b – стандартная ширина пролета, принимается в соответствии с техническим регламентом заводов – изготовителей гидромеханического оборудования равной: 8,9,10,12,14,16,18,20,24,30 м.

При выборе пытаемся получить фактическую ширину водосливного не меньше расчетной величины, при этом обеспечивая минимальное количество пролетов с целью экономии.

Выбираем 3 пролета по 12м шириной.

Фактическая ширина водосливного фронта:

$$B = 12 \cdot 3 = 36 \text{ м}$$

Толщина быка:

$$\delta_b = (0,12 \div 0,16) \cdot b = 0.16 \cdot 12 = 1.92 \text{ м} \quad (6.16)$$

Примем к установке разрезные быки шириной 3 метра

Тогда ширина водосливного фронта с учетом быков:

$$B_b = b \cdot n + (n - 1) \cdot \delta_b = 12 \cdot 3 + 2 \cdot 3 = 42 \text{ м} \quad (6.17)$$

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитываем криволинейный безвакуумный водослив практического профиля. По основной формуле расхода для водосликов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива сначала без учета сжатия и подтопления H_{01} , а затем с учетом сжатия и подтопления H_{02}

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2643}{0,49 \cdot 36 \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10.46 \text{ м} \quad (6.18)$$

где m – коэффициент расхода водослива безвакуумного практического профиля, принимается $m = 0,49$.

Теперь с учетом сжатия и подтопления

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \varepsilon \sigma_n B \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{2643}{0,49 \cdot 0,91 \cdot 1 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,14 \text{ м} \quad (6.19)$$

где σ_n – коэффициент подтопления, принимается равным единице;

ε – коэффициент бокового сжатия, рассчитывается по формуле (6.20).

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} \quad (6.20)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3-1)0,45}{3} \cdot \frac{10,46}{12} = 0,91$$

где n – количество пролетов $n = 3$;

ξ – коэффициент формы боковых устоев, принимают $\xi = 0,7$;

ξ_0 – коэффициент, зависящий, от расположения быка в плане, принимают $\xi_0 = 0,45$;

b – ширина одного пролета $b = 12$ м.

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 11,14 - \frac{1,1 \cdot 0,58^2}{2 \cdot 9,81} = 10,95 \text{ м} \quad (6.21)$$

где V_0 – скорость подхода потока к плотине, рассчитывается по формуле (6.22);

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

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_b)} \quad (6.22)$$

где δ_b – толщина быка $\delta_b = 3$;

$\nabla_{\text{НПУ}}$ – отметка подпорного уровня;

$\nabla_{\text{ДНА}}$ – отметка сухого дна.

$$V_0 = \frac{2643}{(580 - 471) \cdot (36 + (3-1) \cdot 3)} = 0,58 \text{ м/с} \quad (6.23)$$

Полученный напор на гребне водослива должен быть округлен в большую сторону по стандартному ряду $H_{\text{ст}} = 12$

Отметка гребня водослива определяется по формуле (6.24).

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 580 - 12 = 568 \text{ м} \quad (6.24)$$

Отметка гребня быка определяется по формуле (6.25)

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 587,2 \text{ м} \quad (6.25)$$

Так как, $\nabla_{ГБ} = 587,2 > \nabla_{ГБП} = 581,7$, то окончательно выбираем в качестве гребня плотины отметку $\nabla_{ГБ} = 587,2 \text{ м}$

6.2.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Определяется напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая:

$$H_{01пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{5154}{0,49 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 11,68 \text{ м} \quad (6.26)$$

где $Q_{р.пов}$ – расчетный расход для поверочного случая определяется по формуле (6.27).

$$Q_{р.пов} = Q_{пов.мах}^* - Q_{ГЭС} - Q_C \quad (6.27)$$

где $Q_{пов.мах}^*$ – расчетный максимальный расход для поверочного случая с учетом коэффициента гарантированной поправки принимается равным:

$$Q_{пов.мах} = Q_{мах.0,01\%} = 6218 \text{ м}^3/\text{с};$$

$Q_{ГЭС}$ – расход воды, проходящий через все агрегаты ГЭС;

Q_C – расход, сбрасываемый через другие водопропускные сооружения гидроузла, а также через водозаборы, шлюзы и рыбопропускные сооружения.

$$Q_{р.пов} = 6218 - 133 \cdot 8 - 0 = 5154 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$H_{02пов} = \left(\frac{Q_{р.пов}}{m\varepsilon\sigma_n B \sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (6.28)$$

$$H_{02пов} = \left(\frac{5154}{0,49 \cdot 0,91 \cdot 1 \cdot 36 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 12,44 \text{ м}$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{\xi + (n-1)\xi_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b} \quad (6.29)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \cdot \frac{0,7 + (3-1)0,45}{3} \cdot \frac{11,68}{12} = 0,90$$

Напор на гребне водослива, рассчитывается по формуле (6.30)

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 12,44 - \frac{1,1 \cdot 0,68^2}{2 \cdot 9,81} = 12,18 \text{ м} \quad (6.30)$$

$$V_0 = \frac{Q_{p.\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla_{\text{дна}}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_0)} \quad (6.31)$$

где $\nabla\text{ФПУ}$ – отметка форсированного подпорного уровня $\nabla\text{ФПУ} = 581$.

$$V_0 = \frac{3119}{(581 - 471) \cdot (36 + (3-1) \cdot 3)} = 0,68 \text{ м/с} \quad (6.32)$$

Расчетная отметка формируемого уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 568 + 12,18 = 580,18 \text{ м} \quad (6.33)$$

$$580,18 \text{ м} < 581$$

Расчетная отметка оказалась меньше заданной, поэтому исходная отметка достаточна для пропуска паводка

6.2.4 Построение профиля водосливной грани

Построение профиля плотины производим по методике, описанной в [4] таблица координат для построения представлена в таблице 6.2. Для получения действительных координат кривой необходимо умножить таблицу на $H_{\text{ст}} = 12$

Таблица 6.2 – Приведенные координаты очертания гребня водосливной плотины

x	y	x	y	x	y	x	y
0	1.512	12.0	3.072	24.0	14.820	36	33.888
1.2	0.432	13.2	3.852	25.2	16.428	37.2	36.156
2.4	0.084	14.4	4.728	26.4	18.096	38.4	38.484
3.6	0.00	15.6	5.700	27.6	19.836	39.6	40.860
4.8	0.072	16.8	6.768	28.8	22.728	40.8	43.308
6.0	0.324	18.0	7.932	30.0	23.520	42.0	45.816
7.2	0.720	19.2	9.168	31.2	25.464	43.2	48.372
8.4	1.200	20.4	10.476	32.4	27.468	44.4	50.988
9.6	1.752	21.6	11.844	33.6	29.544	45.6	53.652
10.8	2.376	22.8	13.296	34.8	31.680	46.8	56.376

Профиль построенный по данным из таблицы 6.2, представлен на рисунке 6.1

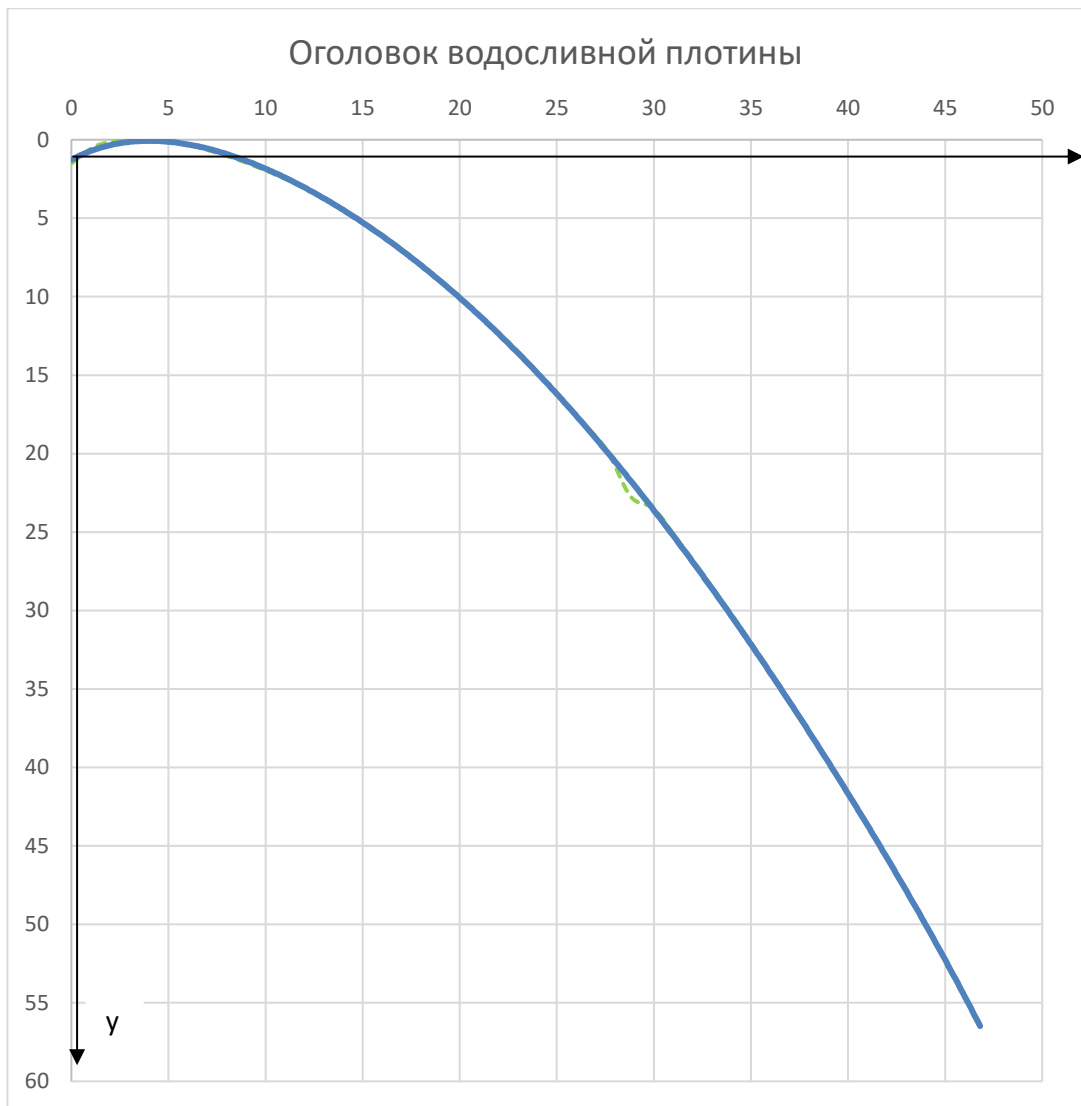


Рисунок 6.1 – Оголовок водосливной плотины

6.2.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

Сопряжение бурного потока со спокойным происходит в форме гидравлического прыжка. При этом в зависимости от соотношения глубины h_c'' и бытовой глубины $h_{нб}$, возникают следующие типы сопряжения бьефов:

- а) $h_c'' > h_{нб}$ – сопряжение по типу отогнанного прыжка
- б) $h_c'' = h_{нб}$ – сопряжение в виде прыжка в сжатом сечении
- в) $h_c'' < h_{нб}$ – сопряжение в виде затопленного прыжка

Определим форму сопряжения бьефов способом М.Д. Чертоусова
Схематично гидравлический прыжок представлен на рисунке 6.2

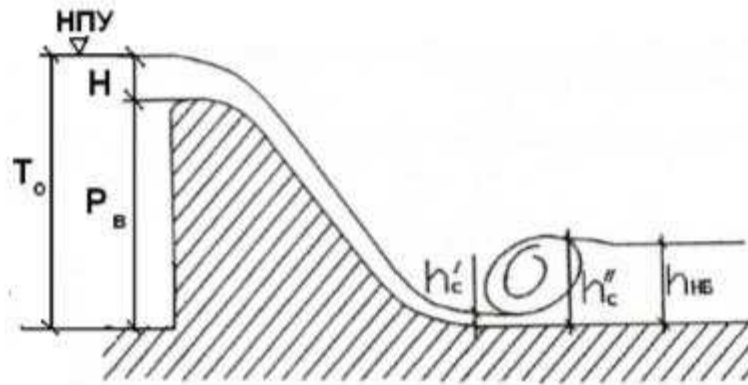


Рисунок 6.2 – Оголовок и сжатое сечение

Критическая глубина потока

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha Q_p^2}{g(B+(n-1)\cdot\delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1.1\cdot 2643^2}{9.81\cdot(36+(3-1)\cdot 3)^2}} = 7.63\text{ м} \quad (6.34)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 580 - 471 = 109 \text{ м} \quad (6.35)$$

Вычисляем отношение:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{109}{7.63} = 14.29 \quad (6.36)$$

Определяем значение коэффициента скорости φ в зависимости от длины сливной грани в таблице [9-10] $\varphi = 0.90$. По графику М.Д. Чертоусова [9.55] определяют $\xi_c = 0.22$, $\xi_c'' = 3$

Вычисляем сопряженные глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0.22 \cdot 7.63 = 1.68 \text{ м} \quad (6.37)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 3 \cdot 7.63 = 22.89 \text{ м} \quad (6.38)$$

Сравнивая значения $h_c'' = 22.89 \text{ м}$ и $h_{нб} = 10.33 \text{ м}$, определяем форму сопряжения бьефов. $h_c'' > h_{нб}$, следовательно, прыжок отогнанный. Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Для водосбросных плотин на скальном основании более 40м гашение энергии сбрасываемой воды осуществляют способом свободно отброшенной струи.

6.2.6 Гашение энергии потока способом свободно отброшенной струи

Дальность отлета струи от плотины до входа в воду НБ:

$$L = k_a Z_1 \varphi^2 \sin(2\alpha) \left(\sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_1}\right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha}} + 1 \right) \quad (6.39)$$

где k_a – коэффициент аэрации потока;

α – угол схода струи с трамплина $\alpha = 30^\circ$;

φ – коэффициент скорости потока $\varphi = 1$ в случае истечения в атмосферу при свободном полете струи.

$$Z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{0,1\%}} = 580 - 481,33 = 98,67 \text{ м} \quad (6.40)$$

где $\nabla_{\text{НБ}_{0,1\%}} = 481,33$ м при рабочем расходе $Q_{\text{max},0,1\%} = 3441 \text{ м}^3/\text{с}$.

$$Z_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{носка}} = 580 - 492 = 88 \text{ м} \quad (6.41)$$

$$\nabla_{\text{носка}} = \nabla_{\text{НБ}_{0,01\%}} + 1 = 491 + 1 = 492 \text{ м} \quad (6.42)$$

Высота уступа над дном:

$$a = \nabla_{\text{носка}} - \nabla_{\text{дна}} = 492 - 471 = 21 \text{ м} \quad (6.43)$$

Коэффициент аэрации определяем в зависимости от числа Фруда

$$Fr = \frac{V_H^2}{g \cdot h_H} \quad (6.44)$$

где V_H – скорость потока на носке;

h_H – высота потока воды на носке.

$$V_H = \varphi \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_1} = 1 \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 88} = 41,55 \text{ м/с} \quad (6.45)$$

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{73,41}{41,55} = 1,76 \quad (6.46)$$

где q – удельный расход на водосливе.

$$q = \frac{Q_{\text{расч}}}{B} = \frac{2643}{36} = 73,41 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.47)$$

$$Fr = \frac{41,55^2}{9,81 \cdot 1,76} = 100$$

Так как $Fr > 35$, то $k_a = 0,9$

$$L = 0,9 \cdot 88 \cdot 1^2 \sin(2 \cdot 30^\circ) \left(\sqrt{1 + \left(\frac{98,67}{88} \right) \cdot \frac{1}{1^2 \sin^2 30^\circ} + 1} \right) = 94,5 \text{ м}$$

Безопасное расстояние отлета струи для плотины на основании из слабой скалы составляет:

$$L > (0,5 \div 0,6)Z_0$$

$$94,5 \text{ м} > (49,33 \div 59,2) \text{ м}$$

На основании чего, делаем вывод, что струя отлетает на безопасное расстояние

Глубина ямы размыва

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{нб}} \quad (6.48)$$

где t – определяется по формуле (6.49).

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{нб}}}{d}} \cdot h_{\text{н}} \quad (6.49)$$

где, d – средняя крупность отдельностей в скале, $d = 1$.

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{100}) \cdot \sqrt{100} \cdot \sqrt[4]{\frac{10,33}{1}} \cdot 1,76 = 48$$

Тогда глубина ямы размыва равна:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{нб}} = 48 - 10,33 = 37,67 \text{ м} \quad (6.50)$$

Расстояние от плотины до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg} \alpha_1} = 94,5 + \frac{37,67}{0,765} = 143,74 \text{ м} \quad (6.51)$$

где α_1 – угол входа струи в воду.

$$\text{tg} \alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 \alpha + \frac{2g(0,5h_{\text{н}} \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{н}})}{v_{\text{н}}^2 \cdot \cos^2 \alpha}} \quad (6.52)$$

$$\operatorname{tg} \alpha_1 = \sqrt{\operatorname{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,76 \cdot \cos 30^\circ + 21 - 10,33)}{41,55^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,765$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уровне дна ямы размыва равна:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot h_{раз} = 2,5 \cdot 7,63 + 3,7 \cdot 37,67 = 158,5 \text{ м} \quad (6.53)$$

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в нахождении минимальной ширины сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

Такой профиль должен удовлетворять два условия:

- 1) Отсутствие растягивающих напряжений в бетоне
- 2) Устойчивость тела плотины против сдвига по основанию

Исходя из условий недопущения растягивающих напряжений, ширина водосливной плотины по основанию определяется по формуле (6.54)

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_B}(1-n) + n(2-n) - \alpha_1}} \quad (6.54)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства завес, дренажей и шпунтов $\alpha_1 = 0,5$;

ρ_6 – плотность бетона;

ρ_B – плотность воды.

Высота плотины h равна:

$$h = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 580 - 469 = 111 \text{ м} \quad (6.55)$$

$$\nabla_{под} = \nabla_{дна} - 2 = 471 - 2 = 469 \quad (6.56)$$

где 2 – толщина слоя грунта, удаляемого при подготовке грунта.

Из условий плотины на сдвиг по основанию ширина водосливной плотины определяется из формулы (6.57)

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n \cdot h}{\operatorname{tg} \varphi \left(\frac{\rho_6}{\rho_B} + n - \alpha_1 \right)} \quad (6.57)$$

где γ_n – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый для I класса сооружения $\gamma_n = 1,25$;

$\varphi = 39$ – угол внутреннего трения грунта основания для слабо-трещиноватых гранитов $tg\varphi = 0,8$.

Расчетные данные сводятся в таблицу 6.3

Задаваясь значениями n , произведен расчет и построены графики зависимости $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = F(n)$, точка пересечения этих график представлена на рисунке 6.3

Таблица 6.3 – Координаты зависимостей $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = F(n)$

n	0	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6
B_n^I	80,95	81,51	81,71	82,54	83,60	84,41	85,68	86,86	88,51	90,31	92,58	94,78	97,15
B_n^{II}	91,38	89,04	86,32	84,50	82,49	80,37	78,54	76,98	75,31	73,50	72,37	70,29	69,18

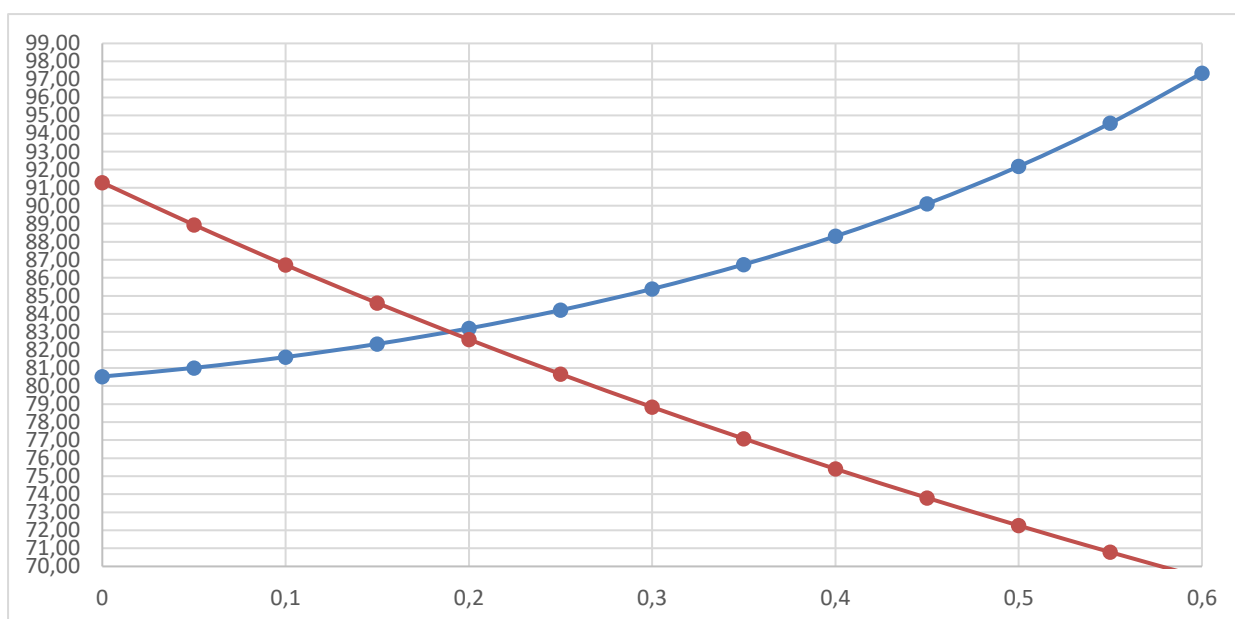


Рисунок 6.3 – Пересечение кривых $B_n^I = f(n)$ и $B_n^{II} = F(n)$

Графики пересекаются в точке $n=0.189$ и $B_n = 83,0$

6.3.2 Разрезка бетонных плотин швами

Расстояние между секционными швами в бетонных сооружениях на скальных основаниях принимаем равном 15 м.

Температурные швы для плотин на скальном основании принимаем шириной 0,7 см, на расстоянии 4 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0.2см

6.3.3 Быки

Принимаем разрезной бык, толщиной 3м. Расстояние между пазами ремонтного и рабочего затвора 1,25м. Размеры пазов для ремонтного затвора

принимая равными 0,5х0,5м и рабочего затвора 1х0,8м. Ширина по гребню: 24м, ширина достаточная для прохода кранов и пролеганию автодороги.

6.3.4 Дренаж тела бетонных плотин

Вдоль напорной грани плотины предусматриваем устройство дренажа в виде вертикальных скважин, диаметром 20см, расстояние между осями дренажных отверстий 3м.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.т}} \geq \frac{111 \cdot 1.25}{25} \geq 5.55 \text{ м} \quad (6.58)$$

Принимаем $a_{др} = 6.22 \text{ м}$

где γ_n – коэффициент надежности по назначению сооружения, принимаемый для I класса сооружения $\gamma_n = 1,25$;

$I_{кр.т}$ – критический градиент напора для гравитационных плотин равен 25;

H_d – напор над расчетным сечением.

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{под} = 580 - 469 = 111 \text{ м} \quad (6.59)$$

6.3.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи. Смотровые галереи расположены через 15м по высоте, размером 2х3м. одна из галерей спроектирована выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из вышележащей части плотины. Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, следует принимать минимального размера, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового и цементационного оборудования. С учетом работающей техники принимаем размер галерей равным 3х5

6.3.6 Элементы подземного контура плотины

Для бетонных водосбросных плотин на скальном основании устраиваем следующие противофильтрационные устройства: противофильтрационные завесы и дренажи в основании.

Противофильтрационные завесы:

Структурная схема представлена на рисунке 6.4

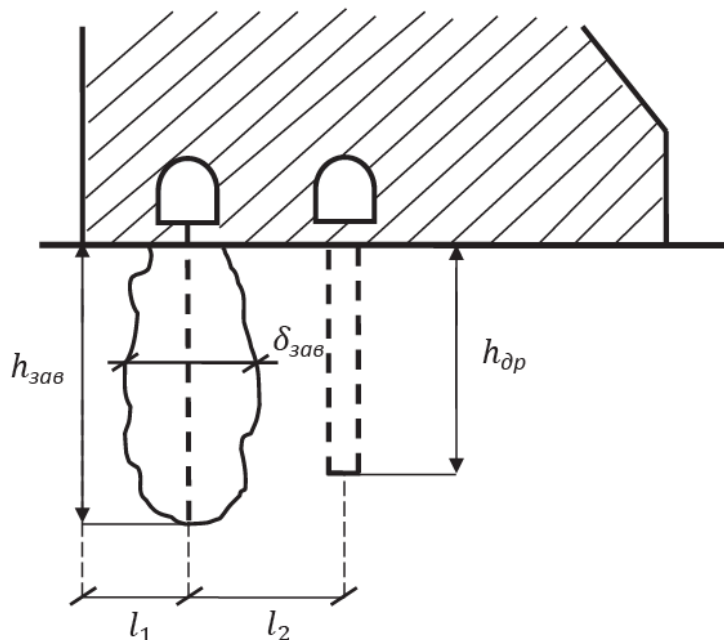


Рисунок 6.4 – Схема цементационной завесы

Геометрические данные цем. завесы:

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы назначают в пределах:

$$l_1 = (0.05 \div 0.1)B_{п} = 0,1 \cdot 83 = 8.3 \quad (6.60)$$

Глубина цементной завесы:

$$h_{зав} = (0,5 \div 0,8)H_{макс} = 0,5 \cdot 106,91 = 53,45 \quad (6.61)$$

где $H_{макс}$ – определяется по формуле (6.62).

$$H_{макс} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ_{min}} = 580 - 473.1 = 106.9 \quad (6.62)$$

Расстояние между скважинами в ряду принимаем равными 6 м

Толщина цементной завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{кр}} = \frac{64.146 \cdot 1.25}{15} = 5.3 \quad (6.63)$$

где $J_{кр}$ – критический градиент напора для завесы, для скальных грунтов принимается $J_{кр} = 15$;

γ_n – коэффициент надежности для 1 класса равен $\gamma_n = 1,25$;

ΔH – напор, действующий на завесу, определяется по формуле (6.64).

$$\Delta H = H_d - H_{ас} = 106.91 - 42.764 = 64.15 \quad (6.64)$$

где H_{as} – геометрические параметры эпюр фильтрации.

6.3.7 Дренаж в основании бетонной плотины

Выполняем дренаж в виде вертикальных скважин диаметром 200мм с шагом 3м

$$h_{др} = 0,6 \cdot h_{зав} = 0,6 \cdot 53,45 = 32,5\text{м} \quad (6.65)$$

Расстояние между осями дренажных и цементационных скважинами принимаем $l_2 = 5\text{м}$

6.4 Определение основных нагрузок на плотину

6.4.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения, а также точка приложения равнодействующей силы находится при помощи программы AutoCad

$$S_{пл} = 4823 \text{ м}^2$$

$$S_{пл} = 5834 \text{ м}^2$$

Вес сооружения определяется по формуле (6.66)

$$G_{пл} = \frac{S_{пл} \cdot b \cdot g \cdot \rho_б}{b + \delta_б} = \frac{4920,6 \cdot 12 \cdot 9,81 \cdot 2400}{12 + 3} = 90842 \text{ кН/м} \quad (6.66)$$

где b – ширина пролета;

$\rho_б$ – плотность бетона;

$\delta_б$ – толщина быка.

Вес быка:

$$G_б = \frac{S_б \cdot \delta_б \cdot \rho_б \cdot g}{b + \delta_б} = \frac{5834 \cdot 3 \cdot 2600 \cdot 9,81}{12 + 3} = 29760 \text{ кН/м} \quad (6.67)$$

Вес плоского затвора определяется по формуле (6.68)

$$Q_з \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g = 0,055 \cdot 162 \cdot \sqrt{162} \cdot 9,81 = 1112,5 \text{ кН} \quad (6.68)$$

где f – площадь затвора, рассчитывается по формуле (6.69).

$$f = (\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (581 - 568 + 0,5) \cdot 12 = 162 \text{ м}^2 \quad (6.69)$$

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

$$q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b} = \frac{1112.5}{15} = 74.16 \text{ кН} \quad (6.70)$$

6.4.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
С верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{p_B \cdot g \cdot h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9.81 \cdot 111^2}{2} = 60434.5 \text{ кН} \quad (6.71)$$

где h_1 – высота плотины $h_1 = 111$ м.

$$h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{Под}} = 580 - 469 = 111 \text{ м} \quad (6.72)$$

С нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{p_H \cdot g \cdot h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9.81 \cdot 4.1^2}{2} = 82,45 \text{ кН} \quad (6.73)$$

где h_2 – определяется по формуле (6.74).

$$h_2 = \nabla_{\text{УНБ}_{\text{мин}}} - \nabla_{\text{Под}} = 473,1 - (471 - 2) = 4,1 \text{ м} \quad (6.74)$$

6.4.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Сила взвешивающего давления:

$$p_{\text{взв}} = p_B \cdot g \cdot h_2 = 1000 \cdot 9.81 \cdot 4.1 = 40.22 \text{ кПа} \quad (6.75)$$

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{ЭП}} \cdot g \cdot p_B = 340,3 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 3338,4 \text{ кН} \quad (6.76)$$

6.4.4 Сила фильтрационного давления

$$H_{as} = 0.4 \cdot H_d = 0.4 \cdot 106.91 = 42,76 \text{ м} \quad (6.77)$$

$$H_d = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}_{\text{мин}}} = 580 - 473,1 = 106,9 \text{ м} \quad (6.78)$$

$$H_{dr} = 0.2 \cdot H_d = 0.2 \cdot 106.91 = 21,38 \text{ м} \quad (6.79)$$

$$W_{\phi} = S_{\text{ЭП}} \cdot g \cdot p_B = 1526,6 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 14976 \text{ кН} \quad (6.80)$$

Эпюра фильтрационного давления для гравитационной плотины с цементационной завесой в основании представлена на рисунке 6.5

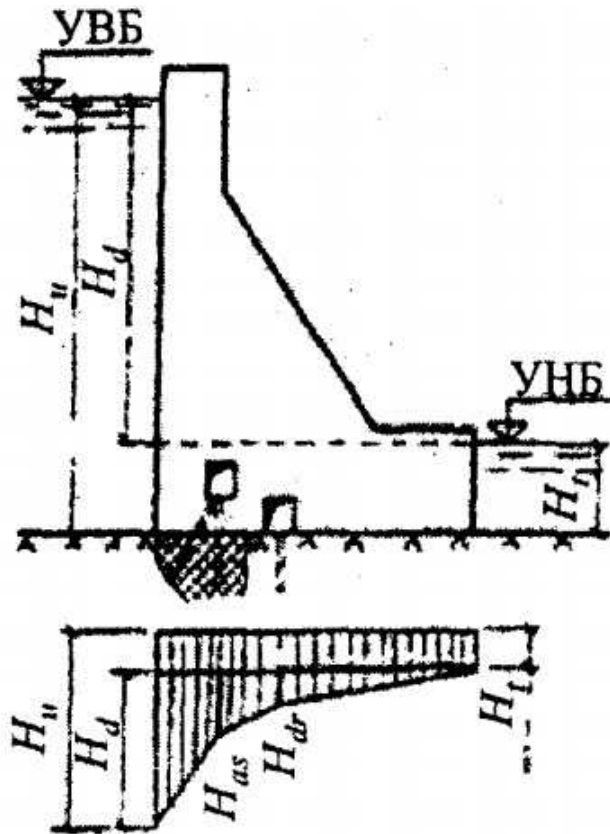


Рисунок 6.5 – Эпюра фильтрационного давления для гравитационной плотины с цементационной завесой в основании

6.4.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань

$$p_n = \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_n}{2} \right) = 10 \cdot 3 \cdot \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 14,69 \text{ кН/м}^2 \quad (6.81)$$

где γ_n – удельный вес наносов во взвешенном состоянии $\gamma_n = 10$;

h_n – толщина слоя наносов $h_n = 3\text{ м}$;

$\varphi_n = 20^\circ$ - угол внутреннего трения наносов.

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_H = \frac{p_n h_n}{2} = \frac{14,69 \cdot 3}{2} = 22,03 \text{ кН} \quad (6.82)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа:

$$p_{a1} = \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c_{гр} \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.83)$$

где $\varphi_{гр} = 39^\circ$ - угол внутреннего трения грунта;

$c_{гр} = 110$ – сцепление грунта;

Удельный вес взвешенного грунта, находится по формуле (6.84).

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0)\gamma_{\text{в}} = 25 - (1 - 0,005) \cdot 10 = 15,9 \text{ кН/м}^3 \quad (6.84)$$

где $\gamma_{\text{гр}}$ – удельный вес сухого грунта (для гранита равен 25);

n_0 – пористость сухого грунта (для гранита равен 0,005);

$\gamma_{\text{в}}$ – удельный вес воды.

Активное давление грунта:

$$p_{a1} = 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{39}{2} \right) - 2 \cdot 110 \cdot tg \left(45 - \frac{39}{2} \right) = -98,1 \text{ кН/м}^2 \quad (6.85)$$

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{\text{гр}}$, где действуют и вес наносов и вес грунта, давление равняется

$$p_{a2} = (\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр}} + \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c_{\text{гр}} \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) \quad (6.86)$$

$$p_{a2} = (15,9 \cdot 2 + 10 \cdot 3) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{39}{2} \right) - 2 \cdot 110 \cdot tg \left(45 - \frac{39}{2} \right)$$

$$p_{a2} = -90,87 \text{ кН/м}^2$$

Численное значение равнодействующего активного давления грунта на 1 п.м.

$$E_{\text{акт}} = \frac{p_{a1} + p_{a2}}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{-98,1 - 90,87}{2} \cdot 2 = -188,97 \text{ кН} \quad (6.87)$$

В виду большого сцепления активное давление не учитываем. Пассивное давление:

$$p_{\text{п}} = \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр}} \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) + 2 \cdot c_{\text{гр}} \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) \quad (6.88)$$

$$p_{\text{п}} = 15,9 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 + \frac{39}{2} \right) + 2 \cdot 110 \cdot tg \left(45 + \frac{39}{2} \right) = 637,91 \text{ кН/м}^2$$

$$E_{\text{п}} = \frac{1}{2} \cdot p_{\text{п}} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{1}{2} \cdot 637,91 \cdot 2 = 637,91 \text{ кН/м}^2 \quad (6.89)$$

6.4.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} p_{\text{в}} \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (6.90)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9.81 \cdot 0.902 \left(\frac{8.7}{3.14} + \frac{2.45}{2} \right) = 10 \text{ кН/м}$$

где $h_{1\%}$ - высота волны 1% обеспеченности $h_{1\%} = 0.902$;
 $\bar{\lambda}$ – средняя длина волны $\bar{\lambda} = 8,7$.

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3.14 \cdot 0.902^2}{8.7} = 2.83 \text{ м} \quad (6.91)$$

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

$$\gamma_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{8.7}{2 \cdot 3.14} - \frac{3}{8} \cdot 0.902 = 1.047 \text{ м} \quad (6.92)$$

6.5 Оценка прочности плотины

6.5.1 Определение напряжений

Расчет прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчет проводится без учета температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчета определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений в расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком “-”, а растягивающие со знаком “+”.

Для удобства расчета составляется таблица 6.4 в которую внесены все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Сила кН	Сила γ_f кН	Плечо, м	Момент кНм
T_B	1,00	→	60434	60434	37	2236058
T_H	1,00	←	82,45	82.45	1.7	-140
G_6	0,95	↓	29760	28272	13	-367541
$G_{\text{пл}}$	0,95	↓	92680	88046	14,18	-1223735
$W_{\text{взв}}$	1,00	↑	3338,4	3338.4	0	0
$W_{\text{ф}}$	1,00	↑	14979	14976	21	314496
$E_{\text{н}}$	1,20	→	22,03	26.4	3	79.2
$E_{\text{п}}$	0,80	←	637,91	510,3	0,67	-341.9
$W_{\text{волн}}$	1,00	→	10	10	108,9	1089
q_3	0,90	↓	69,5	62.5	39	-2386
$\sum M$			957578			

Расчет краевых напряжений в горизонтальном сечении при расчете на 1 погонный метр длины

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_{\Pi}} + \frac{6 \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{96321}{83} + \frac{6 \cdot 957578}{83^2} = -326 \text{ кН/м}^2 \quad (6.93)$$

где N – сумма вертикальных сил действующих на плотину;
 M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;
 B_{Π} – ширина подошвы плотины.

$$N = 28272 + 90842 - 3338,4 - 14976 + 62,5 = 96321 \text{ Н}$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) \quad (6.94)$$

где H_d^u – напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа $H_d^u = 111$;
 $m_u = tg \alpha_1$ – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $tg \alpha_1 = 0$.

$$\sigma_x^u = -308,42 \cdot 0 - 10 \cdot 111 \cdot (1 - 0) = -1110 \text{ кН/м}^2$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u^2 = 0 \quad (6.95)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -326 + 10 \cdot 111 \cdot 0 \quad (6.96)$$

$$\begin{aligned} \sigma_1^u &= -326 \text{ кН/м}^2 \\ \sigma_3^u &= -\gamma_B \cdot H_d^u = -10 \cdot 111 = -1110 \text{ кН/м}^2 \end{aligned} \quad (6.97)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_{\Pi}} - \frac{6 \sum M}{B_{\Pi}^2} = -\frac{96321}{83} - \frac{6 \cdot 957578}{83^2} = -1994 \text{ кН/м}^2 \quad (6.98)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) \quad (6.99)$$

$$\sigma_x^t = -1994 \cdot 0,84^2 - 10 \cdot 4,1 \cdot (1 - 0,84^2)$$

$$\sigma_x^t = -1419 \text{ кН/м}^2$$

где $m_t = tg \alpha_2$ – угол между низовой гранью и вертикалью $tg 39 = 0,84$;
 H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны нижнего бьефа $H_d^t = 4,1$.

$$\tau_{xy}^u = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t \quad (6.100)$$

$$\tau_{xy}^u = -(10 \cdot 4.1 - 1994) \cdot 0.84 = 1710 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -10 \cdot 4.1 = -41 \text{ кН/м}^2 \quad (6.101)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \quad (6.102)$$

$$\sigma_3^t = -1994 \cdot (1 + 0.84^2) + 10 \cdot 4.1 \cdot 0.84^2$$

$$\sigma_3^t = -3373 \text{ кН/м}^2$$

Расчет крайвых напряжений сведены в таблицу 6.5

Таблица 6.5 – Краевые напряжения

Напряжение	Напорная грань	Низовая грань
σ_y	-326	-1989
σ_x	-1110	-1415
τ_{xy}	0	1710
σ_1	-326	-41
σ_3	-1110	-3373

6.5.2 Критерии прочности плотины

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

1) во всех точках плотины

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot \sigma_3 \geq \gamma_{cd} \cdot R_b \quad (6.103)$$

где γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок $\gamma_{lc} = 1$;

γ_n – коэффициент надежности зависящий от класса сооружения $\gamma_n = 1,25$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы $\gamma_{cd} = 0.9$.

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 3373}{0,9} = 4685$$

$$R_b \geq 4735.2 \text{ кН/м}^2$$

Исходя из этого принимается бетон класса В10 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 6000 \text{ кН/м}^2$

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений

$$\sigma_y < 0 \quad (6.104)$$

$$-326 \text{ кН/м}^2 < 0$$

3) В верховой грани плотины

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u \quad (6.105)$$

$$326 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 111$$

$$326 \text{ кН/м}^2 \geq 277,5 \text{ кН/м}^2$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности

6.5.3 Расчет устойчивости плотины

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n \quad (6.106)$$

$$R = (G_{\text{пл}} + G_6 - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + Q_3) \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega_1 + \gamma_c \cdot E_{\text{пн}} \quad (6.107)$$

$$R = (88046 + 25556 - 3338,3 - 14979 + 62,5) \cdot 0,8 + 110 \cdot 83 + 0,7 \cdot 510,3$$

$$R = 85767 \text{ кН/м}$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – внутренне трение для грунта основания (гранит = 0,8);

$c = 110 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы;

$\omega_1 = B \cdot 1 = 83 \text{ м}$ - горизонтальная проекция подошвы плотины при расчете на 1 погонный метр.

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} \quad (6.108)$$

$$F = 60434,5 - 82,5 + 10 + 26,4 = 60384$$

Таким образом

$$\frac{85767 \cdot 0,95}{60384 \cdot 1} \geq 1,25$$

$$1,35 \geq 1,25$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости против сдвига по основанию

7 Оценка объемов реализации энергии и расходов

7.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Реализация электроэнергии сильно отличается от реализации других товаров, электроэнергия не может быть накоплена и не имеет возможности длительного хранения, поэтому её реализация происходит по факту потребления, генерирующие организации осуществляют выработку сбытовым компаниям, которые в последствии потребителям.

Поэтому программа производства и реализации электроэнергии рассчитывается в соответствии с графиком ввода мощности и заданным режимом работы электростанции. Для оценки объемов продаж электроэнергии составляется таблица 7.1.

Таблица 7.1 – Оценка объемов продаж электроэнергии в первые годы эксплуатации

Год	2023	2024	2025	2026
Установленная мощность, МВт	757,00	757,00	757,00	757,00
Число часов использования установленной мощности	4320,00	4320,00	4320,00	4320,00
Выработка электроэнергии, МВт·ч	3270067,2 0	3270067,2 0	3270067,2 0	3270067,2 0
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,00	1,00	1,00	1,00
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	32700,67	32700,67	32700,67	32700,67
Объем реализации электроэнергии, МВт·ч	3237366,5 3	3237366,5 3	3237366,5 3	3237366,5 3
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1077,00	1110,00	1143,00	1175,00
Выручка от реализации электроэнергии, млн.руб.	299,45	308,36	316,20	325,35
НДС к выручке, млн.руб.	42,68	47,04	48,35	49,63

Увеличение выручки обусловлено вводом дополнительных агрегатов и ростом тарифов на электроэнергию.

7.2 Текущие расходы на производство электроэнергии

Формирование текущих расходов выполняем на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 – 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 № 9) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

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

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

Амортизационные отчисления рассчитываются, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Расходы по страхованию имущества 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.

Эксплуатационные расходы на уровне цен первого квартала 2023 года представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Фонд оплаты труда	255.2	193.2
Прочие расходы	274.0	207.0
Итого	529.2	400.58

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины активов.

Удельные значения расходов в процентах представлены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Удельное значение расходов на ремонт оборудования

Этапы проекта	Величина,
От 1 до 5 лет	0,06
От 6 до 15 лет	0,09
От 16 до 25	0,14
Свыше 25 лет	0,20

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны исходя из тарифов без НДС, по данным единых сценарных условий ПАО «РусГидро» 2017 года, представлены в таблице 7.4

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, тыс.руб.
ОАО «СО ЕЭС»	135,38 тыс.руб./МВт	102477,24
ОАО «АТС» (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт·ч	663,46
ОАО «ЦФР» (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./МВт·ч	192,326
Итого		103333,04

Налог на воду, в соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации для реки Томь, составляет 13,2 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 7.5.

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	2025	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления	470	470	470	470	470
Расходы на страхование	120,35	114,00	108,41	102,82	97,22
Эксплуатационные затраты	400,58	400,58	400,58	400,58	400,58
Расходы на ремонт производственных фондов	6,9	9,90	12,91	15,99	19,10
Расходы на услуги регулирующих компаний	111,03	111,03	111,03	111,03	111,03
Налог на воду	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8
Итого	1129,1	1179,0	1230,1	1282,5	1336,1

млн. руб.

Структура текущих затрат представлена на рисунке 7.1.



Рисунок 7.1 – Структура текущих затрат, %

7.3 Налоговые расходы

Учитываем следующие налоги:

- НДС – 18% от добавленной стоимости;
- взносы в социальные фонды – 34 % от фонда оплаты труда;
- налог на имущество – 2,2 % от среднегодовой стоимости имущества;
- налог на прибыль – 20 % от налогооблагаемой прибыли;

– налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 13,2 руб.

Налог на воду входит в текущие затраты и представлен в разделе 1.2.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот за период 2022–2026 годы приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Налоговые расходы

Наименование	2023	2024	2025	2026	2027
Налог на прибыль, млн.руб.	751,6	815,13	840,4	863,45	885,00
НДС, млн.руб.	633,06	651,81	671,33	689,1	705,71
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25
Налог на имущество, млн.руб.	233,4	233,4	233,4	233,4	233,4
Итого	1435,91	1518,20	1562,98	1603,70	1641,76

7.4 Оценка суммы прибыли

Прибыль – это разница между доходами и всевозможными затратами на производство, хранение, транспортировку и сбыт. Она является важнейшим экономическим показателем финансовой деятельности.

Основной формой отражения эффективности производственной деятельности Ульяновской 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 7.7, график динамики сумм чистой прибыли представлен на рисунке 7.2

Таблица 7.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	2023	2024	2025	2026
Выручка (нетто), млн.руб.	5098,75	5284,57	5478,19	5658,59
Текущие расходы, млн.руб.	567,81	615,13	663,83	713,71
ЕВИТ (Прибыль до налогообложения), млн.руб.	5300,94	4669,44	4814,37	4944,88
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	906,19	933,89	962,87	988,98
НОРАТ (Чистая прибыль), млн.руб.	4530,94	4669,44	4814,37	4944,88
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20,00	20,00	20,00	20,00

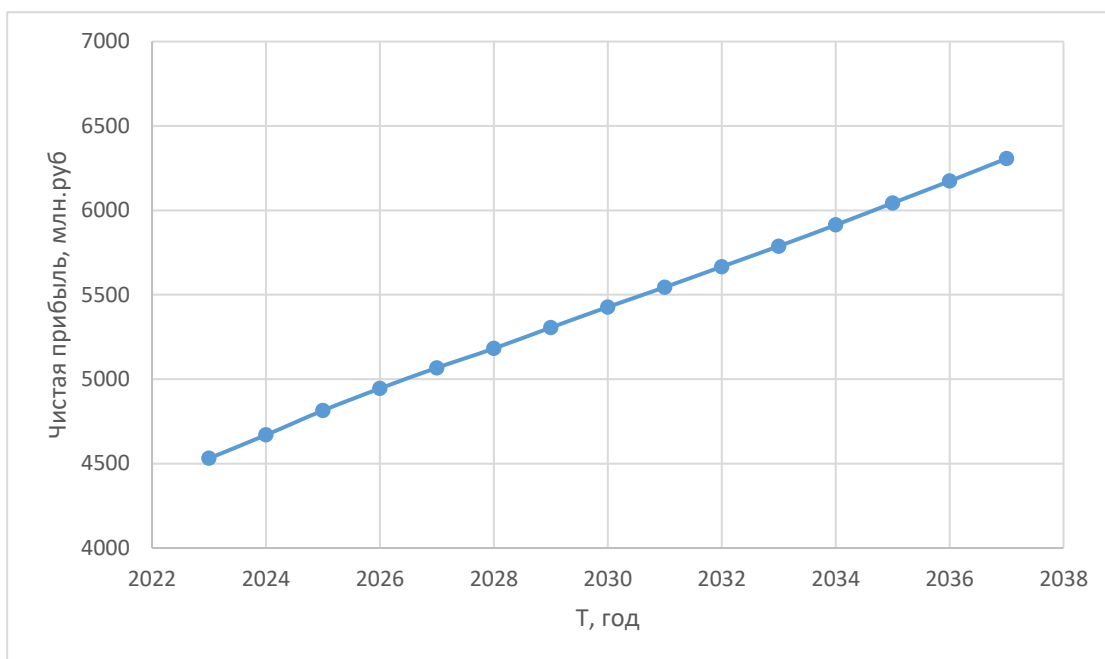


Рисунок 7.2 -Динамика суммы чистой прибыли

7.5 Методология и исходные данные 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).

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденный приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. №54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

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

в) Едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро» на 2017–2042 гг. Расчеты производились с использованием программного продукта

«ProjectExpert фирмы Expert systems». Для целей финансово–экономического моделирования приняты следующие предпосылки:

- период прогнозирования для Ульмской ГЭС на реке Селенга мощностью 757 МВт составляет 6 лет;

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

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

В расчетах под доходами понимается выручка от реализации электроэнергии станции.

В расчетах общественной эффективности под расходами понимались все затраты, необходимые для реализации инвестиционного проекта строительства Ульмской ГЭС, в коммерческой эффективности – затраты участников, реализующих инвестиционный проект строительства ГЭС.

Рост тарифа на электроэнергию принят в соответствии с ЕСУ, разработанными ПАО «РусГидро».

7.6 Показатели коммерческой эффективности проекта

Цель проведения расчетов коммерческой эффективности проекта сводится к определению показателей эффективности инвестиций.

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Ульмской ГЭС на реке Томь мощностью 757 МВт.

Основные показатели эффективности реализации проекта представлены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Показатели эффективности инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,60
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес	62
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб.	24236,75
Индекс прибыльности – PI	1,71
Себестоимость, руб./кВт·ч	0,16
Удельные капиталовложения, руб./кВт	28459,72

7.7 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 средств относится притоки от налогов, установленных действующим законодательством. Предполагаемые налоговые поступления в

федеральный и региональный бюджеты представлены в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральные и региональные бюджеты

Годы	2023	2024	2025	2026	2027
Налоговые поступления, млн. руб.	2209,11	2331,12	2399,73	2462,18	2520,5
В Федеральный бюджет, млн. руб.	2201,37	2323,35	2391,97	2454,52	2513,00
В региональный бюджет, млн. руб.	7,74	7,77	7,76	7,76	7,75

Налоговые поступления увеличиваются из-за повышения выручки от реализации электроэнергии.

7.9 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности инвестиционного проекта проводится для того, чтобы учесть и спрогнозировать влияния изменений различных первоначальных параметров: инвестиционных затрат, притока денежных средств, уровня реинвестиций (средств, полученных в виде доходов по инвестициям и вновь направленных на инвестирование тех же объектов)

Целями проведения этого анализа является оценка степени влияния изменения каждого (или нескольких сразу) из входных параметров, чтобы предусмотреть наилучшее развитие ситуации в проекте.

Степень устойчивости проекта по отношению к возможным изменениям условий реализации обычно характеризуется показателями границ безубыточности (предельных уровней объемов производства), цен производимой продукции и других параметров.

Наиболее значимы для проекта рыночные, капитальные и операционные риски. Им уделено особое внимание. Соответствующие основные параметры финансовой модели перечисленным рискам приведены в таблице 7.10.

Таблица 7.10 – Риски и соответствующие параметры финансовой модели

Риск	Параметры финансовой модели
Рыночный	Объем продаж
Капитальный	Капитальные затраты

Основным методом исследования рисков является анализ чувствительности – метод оценки влияния основных параметров финансовой модели на результирующий показатель.

В данном разделе проведен анализ чувствительности величины прогнозного тарифа к изменениям:

- стоимость строительства по проект;
- цены электроэнергии;
- ставки дисконтирования;

– иных существенных параметров (налоговых выплат, уровня инфляции и др.).

Пределы изменения рассматриваемых факторов определены экспертно. Увеличение стоимости строительства, увеличение ставки дисконтирования увеличивают величину тарифа. При увеличении объема реализации выработки электроэнергии тариф уменьшается. Графики зависимости NPV от изменения рассматриваемых факторов приведены на рисунках 7.3, 7.4, 7.5.

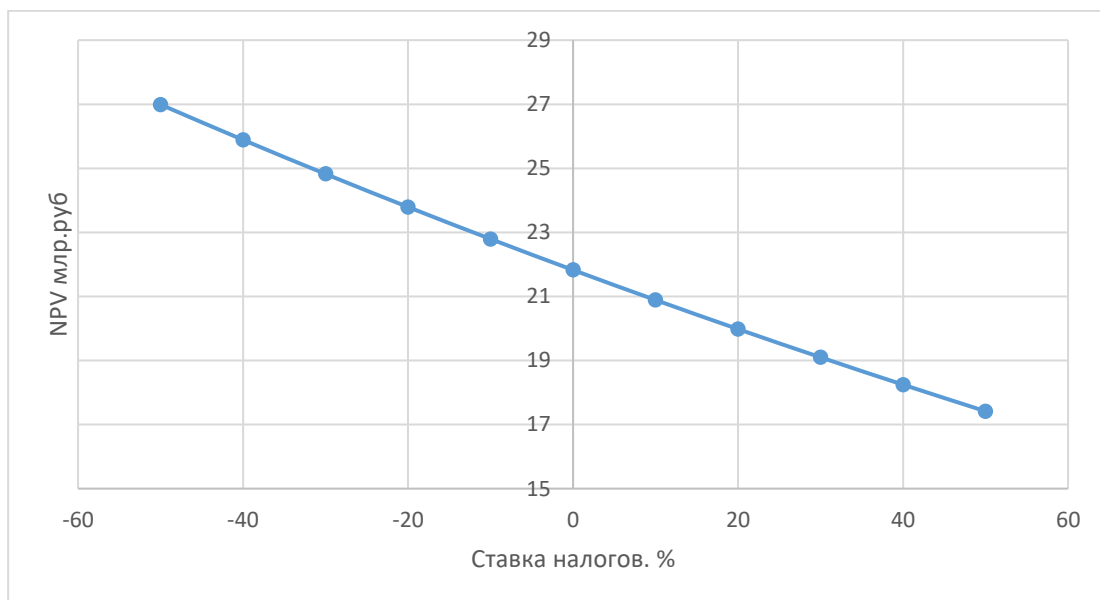


Рисунок 7.3 – Изменения NPV от изменения ставки налогов, %

Увеличение ставки налогов приводит к уменьшению значения NPV, уменьшение – обратный эффект.

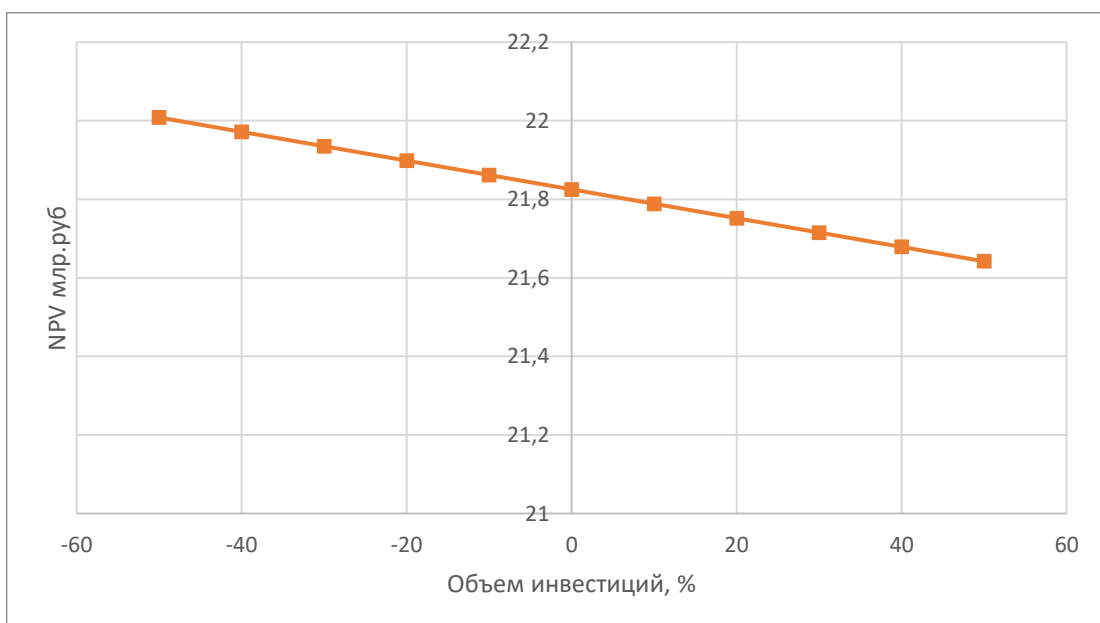


Рисунок 7.4 – Изменения NPV от изменения объема инвестиций, %

Чем больше инвестиций привлекается для реализации проекта, тем меньше NPV.

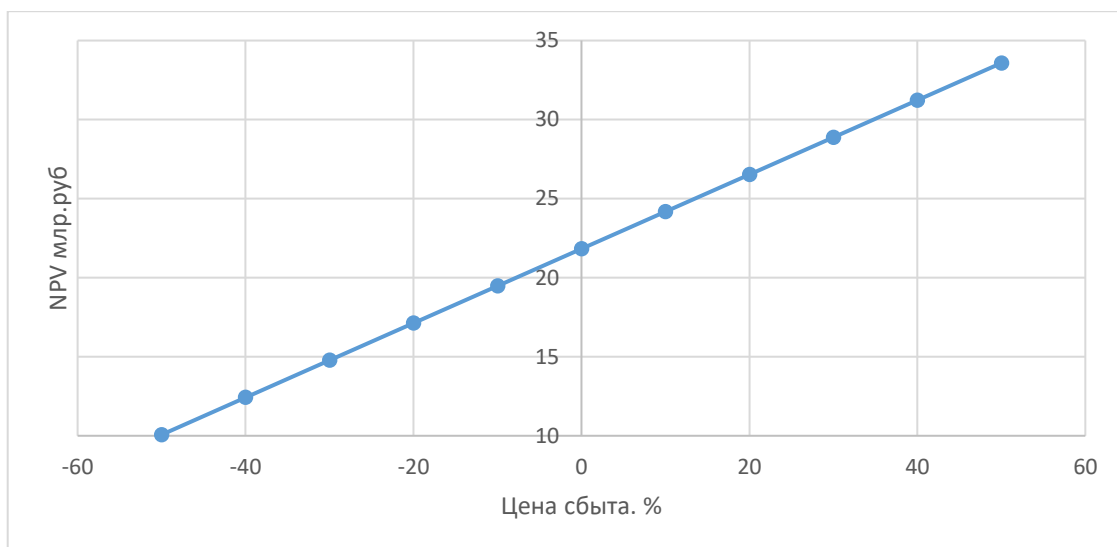


Рисунок 7.5 – Изменения NPV от изменения цены сбыта электроэнергии, %

При увеличении цены сбыта электроэнергии происходит рост прибыли, следовательно, индекс прибыльности растет, что видно из графика на рисунке 7.6.

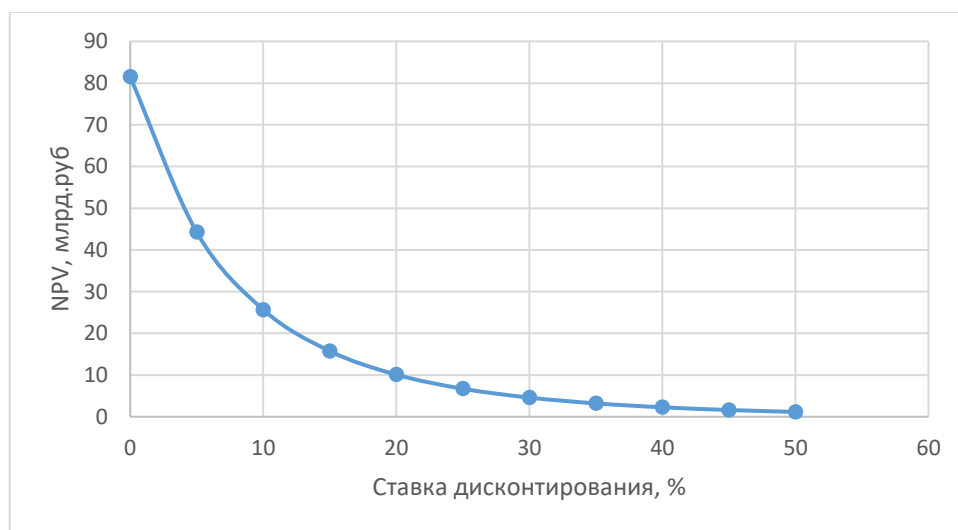


Рисунок 7.6 – Изменения NPV от изменения ставки дисконтирования, %

Увеличение ставки дисконтирования – уменьшение величины NPV.

Проведенный анализ чувствительности показал, что наибольший риск для проекта представляют изменение следующих параметров:

- увеличение ставки дисконтирования;
- уменьшение цены электроэнергии;
- уменьшение налогов;

8 Охрана окружающей среды

8.1 Общие сведения

Проектируемая Ульмская ГЭС расположена на территории Амурской области, на реке Томь, протяженность 1127км. В створе проектируемой ГЭС водосборная часть представляет собой горную местность. Плотность населения в этом районе равна 0,58 чел./км². В прилежащих к месту строительства ГЭС районах находится поселок Этыркен, население которого составляет 567 человека на 2018г. Площадь затопления территории для создания водохранилища равна 20тыс. км². В том числе 0 га сельскохозяйственных земель, 20 тыс. га лесопокрытой площади. На территории затопления отсутствуют важные экономическо-производственные, социально-культурные объекты и населенные пункты.

Ульмский ГУ проектируется в субарктическом поясе континентальной области в районе распространения мерзлоты. Средняя годовая температура воздуха отрицательная - минус 8.9 - 11.9 °С. Самый холодный месяц - январь со средней температурой воздуха минус 29.1 - 30.4 °С и Средняя температура воздуха самого теплого месяца июля составляет плюс 16,5 - 17.0 °С

В зоне строительства отсутствуют представители красной книги и представители редких видов животных растений и рыб

8.2 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища

В комплекс мероприятий подготовки территории входит: мониторинг водоохраных зон, очистка от древесной растительности.

Очистка производится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению. Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением необходимо провести следующие мероприятия: перенос отдельных участков дорог, крепление откосов, перенос линий связи и электропередач, выработка полезных ископаемых или обеспечение их последующей разработки, возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

8.3 Воздействия на природную среду в строительный период

При строительстве Ульмского гидроузла будут выполнены следующие виды работ:

- Выемка грунта и складирование его в полезную насыпь
- отсыпка перемычек
- подготовка площадки к строительству и её обустройство
- расчистка территории
- возведение временных зданий и сооружений

- строительство основных сооружений

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

В данный период нарушается естественный ландшафт местности. Вода, используемая для разнообразных строительных работ, возвращается в реку с механическими примесями. Возможно загрязнение воды бытовыми стоками строительного поселка. Созданное водохранилище приводит к климатическим изменениям. В первые годы после заполнения водохранилища в нем появляется много разложившейся растительности. Гниение органических веществ может привести к выделению огромного количества парниковых газов – метана и двуокиси углерода. Неизбежны строительные отходы, которые должны быть утилизированы.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

- Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение
- Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов к классов опасности.
- Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах
- Передача на использование лома черных и цветных металлов
- Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации.
- Организация контроля за соблюдением установленных нормативов.
- Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод
- Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание.
- Организация стоянок автотранспорта в специальных местах, имеющих твердое покрытие.

8.4 Отходы, образующиеся при строительстве

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

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{3850000 \cdot 1.8}{100\%} \cdot 2.5 = 173250 \text{ т} \quad (8.1)$$

где N – объем бетонных работ м^3 ;

q – удельный норматив образования %;

ρ – плотность бетона, $\text{т}/\text{м}^3$.

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков:

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{90 \cdot 1.0}{100\%} \cdot 2.0 = 1,8 \text{ т} \quad (8.2)$$

где N – количество арматуры, т;

q – удельный норматив образования %;

ρ – удельный вес арматуры, т/м³.

Таким образом в результате строительства будет образовано 173250т лома бетонных изделий, 1,8т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение в специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть передан специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки.

8.5 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением правительства Российской Федерации от 21 ноября 2007г №800, вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

В водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых или расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель.

- Размещение животноводческих ферм, птицефабрик.

- Размещение складов для хранения горюче смазочных материалов, удобрений и ядохимикатов.

- Размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод.

- Применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации.

- Разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища склонов рек, оврагов, уступов.

- Распашка земель

- Складирование отвалов размываемых грунтов

8.6 Водоохранные мероприятия

В процессе эксплуатации оборудования для обеспечения его нормальной работы требуется применение турбинного, трансформаторного, гидравлического и др. масел, что может привести к поступлению химических веществ в воду рек ниже плотины. Кроме того, для обеспечения собственных нужд требуется потребление определенного объема воды.

При проектировании станции должна быть предусмотрена утилизация замасленных сточных вод, отработанных масел, реагентов и материалов.

К категории производственных стоков, не требующих очистки отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

Для уменьшения эксплуатационных и аварийных выбросов необходимо:

1) Трансформаторы станции оборудовать сливными металлическими резервуарами, которые в аварийной ситуации обеспечат полный сбор масла

2) Турбины оснастить современными уплотнениями рабочего колеса, предотвращающими попадание масла в воду

3) Сточные производственные воды сбрасывать в водоем незагрязненными

4) Бытовые сточные воды перед выпуском в водоем очищать и хлорировать

5) Твердые осадки из отстойников вывозить на свалки.

При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- Регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища

- Эксплуатация и обслуживания оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязненных вод в подземные воды и в водный объект

- При выполнении ремонтов оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов загрязненных вод и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций

9 Критерии безопасности ГТС в период строительства и эксплуатации

9.1 Основные положения

В соответствии с Федеральным законом № 117 «О безопасности Гидротехнических сооружений» и РД 153-34.2-21.342-00 «Методикой определения критериев безопасности гидротехнических сооружений» критерии безопасности гидротехнического сооружения – это предельные значения количественных и качественных показателей состояния гидротехнического сооружения и условий его эксплуатации, соответствующие допустимому уровню риска аварии гидротехнического сооружения и утверждённые в установленном порядке федеральными органами исполнительной власти, осуществляющими государственный надзор за безопасностью гидротехнических сооружений.

Контролируемые показатели – это измеренные на данном сооружении с помощью технических средств или вычисленные на основе измерений количественные характеристики, а также качественные характеристики состояния ГТС

Диагностические показатели - наиболее значимые для диагностики и оценки состояния ГТС контролируемые показатели, позволяющие дать оценку безопасности системы "сооружение -основание - водохранилище" в целом или отдельных ее элементов.

Критерии состояния ГТС:

К1 – первый (предупреждающий) уровень значений диагностических показателей, при достижении которого устойчивость, механическая и фильтрационная прочность ГТС и его основания, а также пропускная способность водосбросных и водопропускных сооружений еще соответствует условиям нормальной эксплуатации.

К2 – второй (предельный) уровень значений диагностических показателей, при превышении которых эксплуатация ГТС недопустима

Оценку эксплуатационного состояния сооружения и его безопасности осуществляют путем сравнения измеренных показателей с их критериальными значениями К1 и К2.

9.2 Требования к натурным наблюдениям и средствам измерений

Объем наблюдений и состав КИА, устанавливаемой на гидротехнических сооружениях, должны определяться проектом.

Подготовка к строительству сложного и уникального объекта, каким являются ГТС I класса, должна включать работы по организации режимных наблюдений (сейсмометрических, гидрогеологических, гидрологических, геохимических, геодезических, маркшейдерских, метеорологических, тензометрических, гляциологических, мерзлотных и др.) по специальным

программам, а также создание, при необходимости, испытательных полигонов, метрологических пунктов и измерительных станций. Программы исследовательских работ, испытаний конструкций и элементов сооружений и режимных наблюдений должны разрабатываться заказчиком и генеральной проектной организацией одновременно с разработкой ПОС.

Район строительства Ульмской ГЭС имеет сейсмичность 6 баллов, поэтому нет необходимости в сейсмометрических наблюдениях, также нет распространения вечной мерзлоты и соответственно необходимости в мерзлотных наблюдениях.

Для Ульмской ГЭС, как и для всех ответственных сооружений натурные наблюдения должны быть комплексными и выполняться по специальной программе для каждого сооружения. Натурные наблюдения должны быть систематическими и обладать высокой оперативностью получения информации и проведения измерений. Регулярными наблюдениями должны охватываться все этапы работы сооружения – строительный период, период постановки сооружения под напор, и последующая эксплуатация.

Рациональность выбора состава натуральных наблюдений и размещения контрольно-измерительной аппаратуры (КИА) должна оцениваться возможностью дифференцированного контроля состояния объектов диагностирования.

Для более полного контроля состояния сооружения КИА устанавливается в специальных створах, для чего сооружения делятся на отдельные типовые участки, определяемые общностью конструкции, гидравлическими и геологическими условиями основания. Размещение наблюдательных точек в пределах поперечного створа определяется положением характерных точек. КИА размещается в наиболее чувствительных и напряженных точках, определяемых расчетом, таким образом, чтобы для каждого расчетного критерия надежности сооружения была получена соответствующая численная величина контролируемого параметра. В состав контрольных натуральных наблюдений также включаются визуальные наблюдения

9.3 Критерии безопасности ГТС в период строительства

Период строительства по контролю безопасности ГТС можно разделить на три этапа:

- до наполнения водохранилища
- период наполнения водохранилища
- период после наполнения водохранилища.

В период до наполнения водохранилища мониторинг осуществляется частично, декларирование не осуществляется. В целях экономии временные сооружения, котлованы, опасные склоны не оснащаются КИА временного контроля. Сооружения возведены частично, нагрузок нет и декларировать нет необходимости. Опасные факторы в этот период, которые наиболее часто происходят: затопление котлована, прорыв перемычек, частичные разрушения

возводимых конструкций, интенсивное трещинообразование в уложенном бетоне.

Период наполнения водохранилища: сооружения возведены до необходимого для наполнения водохранилища уровня, которое определяется проектом и подтверждено расчетами. Это наиболее интересный с точки зрения работы сооружения период. Поэтому к этому времени должна быть установлена и находиться в работе КИА и системы диагностирования в соответствии с Программой мониторинга, разработанной в проекте и откорректированной к моменту начала наполнения, учитывающая все действующие нагрузки, степень возведения сооружений и их элементов, дефекты (отклонения от проекта), выявленные в процессе строительства.

При составлении Программы мониторинга необходимо учитывать:

-объекты контроля (возводимые сооружения и их основания; временные сооружения –перемычки, дамбы, строительные туннели, обводные каналы и т.п.; котлованы под строительство, карьеры и кавальеры; сооружения и объекты, находящиеся в зоне влияния строительства)

-перечень контролируемых и диагностических показателей, в том числе контроль качества возведения (отклонений от проекта), которые могут повлиять на безопасность ГТС в данный момент или в последующий период; контроль состояния устойчивости строительной перемычки; контроль состояния откосов котлована (в том числе выявление потенциально-неустойчивых массивов); контроль состояния склонов, нагружаемых в процессе строительства; контроль влияния строительства на близко расположенные ГТС.

-периодичность и состав наблюдений (наблюдения за вертикальными перемещениями два цикла в год; контроль напряженно-деформированного состояния 1 цикл в месяц; наблюдения за пьезометрическими уровнями 1 цикл в месяц и т.п.).

Для каждой ГЭС в проекте предусматривается свой набор объектов контроля, контролируемых и диагностируемых параметров, а также периодичность и состав наблюдений.

В период после наполнения водохранилища продолжают наблюдения и оценка состояния ГТС, проводимые в период наполнения, а также вводятся новые наблюдения по мере достройки сооружений, предусмотренные программой мониторинга.

Эксплуатационным натурным наблюдениям должны предшествовать регулярные наблюдения строительного периода, особенно периода первичного наполнения водохранилища, входящие в единый комплекс контроля надежности и безопасности сооружения.

для Ульмской ГЭС натурными наблюдениями строительного периода должны контролироваться следующие показатели работы и состояния сооружения:

- Уровни и температура воды глубинам верхнего и нижнего бьефов, скорости наполнения водохранилища и после наполнения водохранилища скорости сезонной сработки и наполнения водохранилища

- Напряженно-деформационное состояние тела плотины, противофильтрационных элементов и зон их сопряжения со встроенными в плотину сооружениями
- Фильтрационные расходы, пьезометрические напоры.
- Температурный режим плотины, основания и береговых массивов.
- Трещинообразования, в том числе морозного характера
- Льдообразование в теле плотины, в дренажах, на участках высачивания фильтрационного потока.
- Осадки и смещения плотины и основания, береговых примыканий

В состав исследований должны быть включены также исследования на временных перемычках, данные гидрометеорологических наблюдений, фактические сведения о геометрических размерах элементов сооружений, отступления от проектных решений.

Так же для оценки эксплуатационной надежности перемычек сооружения исследованиями должны быть получены такие характеристики грунтов как: гранулометрический состав, пределы пластичности, коэффициенты фильтрации. В состав исследований должны быть включены также исследования на временных перемычках, данные гидрометеорологических наблюдений, фактические сведения о геометрических размерах элементов сооружений, отступлений от проектных решений.

Для упрощения сопоставления значений измеренных диагностических показателей с критериальными значениями составляется таблица – 9.1, для всех сооружений гидроузла. В этой таблице для строительного периода приведены следующие данные: наименование всех показателей состояния сооружений, контролируемых натурными наблюдениями, способы определения каждого значения, первоначальные значения показателей, взятые из проекта, значение показателей по данным измерений

Таблица 9.1 – Таблица сопоставления измеренных показателей с критериальными значениями для строительного периода

Наименование показателя	Расчетные данные	Способ определения показателя	Измеренные показатели
Уровень воды ВБ	НПУ – 580.00 ФПУ-581.00	Уровневые метки	Указываются ежемесячно по мере наполнения водохранилища.
Уровень воды НБ	НБ _{min} – 473.10 НБ _{max} – 491.00	Уровневые метки	Указываются ежемесячно по мере наполнения водохранилища.
Температура воды	19°	Термометры	Указываются ежемесячно по мере наполнения водохранилища.

Продолжение таблицы 9.1

Наименование показателя	Расчетные данные	Способ определения показателя	Измеренные показатели
Напряженно-деформационное состояние	Предельное состояние - 4735.2 кН/м ²	Преобразователь нормального напряжения/динамометр	Указываются по циклам 1 раз в месяц (измерения проводятся еженедельно)
Пьезометрические напоры	Пьезометрический напор в 1 сечении – 42.76м во 2 сечении – 21.38м	Опускной пьезометр	Указываются по циклам 1 раз в месяц (измерения проводятся еженедельно)
Трещинообразование	Сооружение нетрещиностойкое, допустимая ширина раскрытия трещин не более 0,3мм	Щелемер	Указываются с периодичностью два раза в год.
Осадки плотины и основания	Отм. подошвы – 469 Отм. ГП – 587.2	Высотные марки и опорные пункты.	Указываются по 2 циклам в год (измерения проводятся 1 раз месяц)

9.4 Организация натуральных наблюдений на сооружениях

Ответственность за организацию натуральных наблюдений, за своевременные выявления аварийных ситуаций, разработку и выполнение мероприятий в период строительства несет – строительная организация (генеральный подрядчик)

При сдаче гидротехнических сооружений в эксплуатацию подрядчиком должны быть переданы:

- контрольно-измерительная аппаратура в проектом объеме, в исправном состоянии и все данные наблюдений по ней в строительный период.

На строящихся объектах все работы по централизованному монтажу и уходу за плотиной до сдачи гидроузла в постоянную эксплуатацию выполняются подразделениями генерального подрядчика

Перед первоначальным наполнением водохранилища систематические отсчеты по всем КИА производятся через 7-10 дней, кроме специальных отчетов, приуроченным к особым моментам строительства или эксплуатации, например, в процессе наполнения водохранилища замеры снимаются через некоторую часть (1/4, 1/2, 3/4 от полной величины напора), либо при появлении аномальных илистораживающих явлений (появление мутности в фильтрующей воде, либо раскрытие трещин). Визуальные осмотры целенаправленно проводятся, как правило еженедельно.

При сдаче гидротехнических сооружений в эксплуатацию проектной организацией должны быть переданы данные анализа результатов натуральных наблюдений, инструкции по организации наблюдений, методы обработки и анализа натуральных данных с указанием предельно допустимых по условиям

устойчивости и прочности сооружений показаний КИА.

9.5 Критерии безопасности ГТС в период эксплуатации

Для эксплуатируемых ГТС необходимо различать следующие эксплуатационные состояния:

- нормальное – состояние сооружения, которое соответствует всем требованиям нормативных документов и проекта при этом значение диагностических показателей состояния сооружения не превышают своих критериальных значений $K1$ и соответствуют формуле 9.1

$$F_{\text{нат}} \leq K1 \quad (9.1)$$

где $F_{\text{нат}}$ – полученное по результатам наблюдений значение диагностического показателя.

- потенциально – опасное – состояние, при котором значение хотя бы одного натурального показателя превысило свое критериальное значение $K1$ или вышло за пределы прогнозируемого при данном сочетании нагрузок интервала значений и соответствует формуле (9.2)

$$K1 < F_{\text{нат}} \leq K2 \quad (9.2)$$

Потенциально опасное состояние сооружения не отвечает нормативным требованиям, но эксплуатация ГТС не приводит к угрозе немедленного прорыва напорного фронта и сооружение может ограниченное время эксплуатироваться в соответствии с указаниями п. 7.2 Методики;

П.7.2. В случае наступления эксплуатационного состояния, диагностируемого как "потенциально опасное" (при превышении одним или несколькими диагностическими показателями значений $K1$ или выхода диагностических показателей за пределы прогнозируемого при данном уровне нагрузок интервала значений) следует проверить достоверность результатов измерений и вычислений, а также обоснованность принятого значения $K1$. При этом наряду с диагностическими показателями следует привлекать для анализа результаты измерений и вычислений других контролируемых показателей.

- предаварийное – состояние, при котором значение хотя бы одного диагностического показателя превысило значение $K2$, и соответствует формуле (9.3)

$$K2 < F_{\text{нат}} \quad (9.3)$$

в этом случае эксплуатация сооружения в проектных режимах недопустима без проведения мер по восстановлению требуемого уровня безопасности и без специального разрешения органа надзора.

K1 и K2 – критериальные значения диагностических показателей.

Контроль состояния сооружений производится путем визуальных и инструментальных наблюдений и сопоставления измеренных параметров с их критериальными значениями. Такие действия представляют собой основу системы мониторинга.

Качество системы мониторинга зависит от достаточности контролируемых показателей состояния ГТС по визуальным и инструментальным данным и оптимальной периодичности наблюдений. Качество диагностики состояния ГТС и, как следствие, оценки уровня безопасности во многом зависят от взаимосвязанности регулярных наблюдений и соответствия состава и обоснованности критериев безопасности требованиям современных норм и методик и особенностями работы гидротехнического сооружения.

9.5.1 Методическая схема диагностирования

Методическая схема технического диагностирования плотины должна включать в себя следующие основные этапы:

а) анализ конструктивных особенностей и условий работы сооружения, выбор объектов его диагностирования;

б) выбор диагностических параметров и признаков, контролирующих работу и состояние элементов диагностирования;

в) выполнение статических, фильтрационных, температурных и других расчетов или специальных исследований плотины и назначение на их основе первоначальных предельно допустимых значений (критериев) диагностических параметров;

г) определение начальных фактических значений диагностических параметров работы и состояния элементов плотины и действующих на них нагрузок натурными наблюдениями и исследованиями (на этапе наполнения водохранилища);

д) уточнение систематическими натурными наблюдениями и специальными исследованиями фактических значений диагностических параметров работы и состояния элементов плотины и действующих на них нагрузок и воздействий на начальном и последующих этапах эксплуатации сооружения при проектном напоре;

е) сопоставление фактических натуральных значений диагностических параметров и признаков работы и состояния элементов плотины, полученных в ходе наполнения водохранилища и в последующие периоды эксплуатации, с соответствующими им критериальными показателями надежности и безопасности сооружения;

ж) проведение многофакторного анализа результатов комплекса инструментальных и визуальных натуральных наблюдений за работой и состоянием плотины, оценку выявленных процессов и тенденций и

обоснование на основе этого анализа эксплуатационной надежности и безопасности сооружения.

Первоначально устанавливается степень соответствия или не соответствия фактических значений всех диагностических параметров и признаков состояния плотины их критериальным показателям на основе неравенств (9.1) (9.2). Кроме того, оцениваются степень соответствия геотехнических, геометрических и других характеристик показателей работы и состояния элементов плотины требованиям проекта, а также наметившиеся тенденции развития процессов.

При выполнении всеми фактическими диагностическими показателями условия неравенства (9.1) делается заключение о соответствии состояния плотины нормативным и проектным требованиям и условиям эксплуатационной надежности и безопасности. Такое заключение о надежности плотины не должно снижать требований к проведению систематических натуральных наблюдений и текущих ремонтов сооружений.

При превышении одним или совокупностью фактических диагностических параметров их номинальных критериальных значений в пределах неравенства (9.2) следует считать плотину неисправной и частично неработоспособной.

Степень неработоспособности плотины определяется многофакторным анализом ее работы и состояния на основе результатов натуральных наблюдений и расчетов по уточненным расчетным схемам и математическим моделям, учитывающим отмеченные дефекты сооружения.

При выполнении натуральных диагностических параметров работы плотины условиям равенства (9.3) состояние ее должно оцениваться как предаварийное.

В случае превышения критериальных значений K_1 эксплуатирующая организация должна принять мера по переводу сооружения в нормальное состояние. В первую очередь необходимо проверить достоверность результатов измерений, а также обоснованность принятого значения K_1 .

При необходимости должна быть создана экспертная комиссия с привлечением проектной и научно-исследовательской организации для уточнения состояния сооружения и уровня его безопасности.

Превышение одним или несколькими параметрами второго уровня критериального значения K_2 считается признаком наступления состояния, при котором дальнейшая эксплуатация ГТС в проектных режимах считается нарушением Федерального закона. С наступлением данного состояния эксплуатирующая организация обязана известить об этом орган надзора и незамедлительно приступить к проведению мероприятий по восстановлению требуемого уровня безопасности. Для восстановления требуемого уровня должны быть введены ограничения на режим эксплуатации гидротехнического сооружения, вплоть до понижения уровня верхнего бьефа.

В соответствии со ст. 9 Федерального закона "О безопасности гидротехнических сооружений" собственник гидротехнического сооружения и эксплуатирующая организация обязаны: "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".

9.5.2 Порядок разработки и утверждения критериальных значений диагностических показателей состояния ГТС

1. В соответствии со ст. 9 Федерального закона "Собственник или эксплуатирующая организация обязаны:

- обеспечивать разработку и своевременное уточнение критериев безопасности гидротехнического сооружения".

2. Устанавливаются два обязательных этапа определения (назначения) критериальных значений диагностических показателей (критериев безопасности): при проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию и эксплуатации

3. Критериальные значения диагностических показателей, разработанные на стадии проекта, должны корректироваться на стадии ввода объекта в эксплуатацию с учетом всей дополнительной информации, полученной в период строительства, а также с учетом возможного расширения объема контроля за эксплуатируемым ГТС.

4. Критериальные значения диагностических показателей должны быть откорректированы и вновь утверждены органом надзора также в случаях:

- изменения нормативно-правовой базы, действовавшей при определении и утверждении критериев безопасности;

- изменения состояния ГТС и условий его эксплуатации, приведших к изменению эксплуатационного состояния.

5. В соответствии со ст 13 Федерального закона критерии безопасности подлежат утверждению органом надзора за безопасностью гидротехнических сооружений.

6. Собственник (или эксплуатирующая организация) обязаны представить критерии безопасности на утверждение одновременно с представлением декларации безопасности.

7. Утверждение критериев безопасности осуществляется органом надзора на основе рассмотрения следующих материалов:

- перечня контролируемых диагностических показателей;
- таблицы диагностических показателей и их критериальных значений;
- схем размещения средств измерений и состава визуальных наблюдений на сооружениях;

- пояснительной записки с описанием использованных методов определения критериев безопасности.

8. В процессе рассмотрения и утверждения критериев безопасности органом надзора следует анализировать:

- достаточность КИА; и достаточность диагностических показателей
- обоснованность назначения состава диагностических показателей;
- обоснованность и корректность использованных методов определения критериев безопасности.

9. Рассмотрение представленных в орган надзора для утверждения критериев безопасности материалов осуществляется в течении месяца после экспертизы по безопасности, длительностью 3 месяца.

9.5.3 Состав инструментальных и визуальных наблюдений на сооружениях напорного фронта в период эксплуатации Ульмской ГЭС

На основных сооружениях Ульмской ГЭС контролируются следующие количественные показатели состояния:

- уровни воды в верхнем и нижнем бьефах;
- температура наружного воздуха;
- химический состав воды в верхнем и нижнем бьефе;
- осадка и плановые смещения ГТС;
- взаимные смещения секций бетонных сооружений;
- противодействие в основании бетонных сооружений;
- фильтрационный режим в основании и теле, бетонных сооружений и береговых примыканий;
- отметки уровней воды в дренажных и коллекторных колодцах
- отметки дна дренажных колодцев;
- Уровень вибрации сооружения, сейсмологические нагрузки
- Прочность и водонепроницаемость бетона
- прочность и водонепроницаемость основания и цемзавесы

Визуальными обследования основных сооружений контролируются:

- состояние подводных частей водосливной плотины, здания ГЭС и бетонных сооружений;
- состояние бетона, появление и раскрытие трещин, состояние шпонок;
- трещины, деформации бетона быков и устоев в зоне переменного уровня нижнего бьефа;
- оценка фильтрации через бетон;
- состояние сварных швов металлоконструкций
- деформации сооружений и облицовок, трещины в них, состояние деформационных и строительных швов, состояние напорных водоводов
- ведутся наблюдений за воздействием потока на сооружение, в частности за размывом водобоя и рисбермы, дна и берегов; истиранием и коррозией облицовок, просадками, оползневыми явлениями, заилинием и зарастанием каналов и бассейнов; переработкой берегов водоемов;
- ведутся наблюдения за территорией, прилегающие к низовому откосу, подверженные воздействию нижнего бьефа, фильтрационного потока, промерзания и других факторов

- ведутся наблюдения за береговыми склонами в приплотинных зонах водохранилища и акватории нижнего бьефа;

На бетонных гидротехнических сооружениях первого класса в зависимости от их конструкции и условий эксплуатации следует проводить специальные натурные наблюдения за:

- напряженным и термонапряженным состоянием плотины и ее основания;
- разуплотнением скального основания в зоне контакта с подошвой плотины;
- изменением состояния плотины при сейсмических и других динамических воздействиях.

Для бетонных плотин, расположенных на многолетнемерзлых грунтах, дополнительно должны вестись натурные наблюдения за:

- температурой основания и береговых примыканий плотины;
- развитием областей замороженного бетона, особенно в зонах сопряжения бетонных и грунтовых сооружений и береговых примыканий плотины;
- процессом деформирования основания и береговых примыканий при оттаивании и изменением основных физико-технических свойств грунтов в результате оттаивания.

Для проведения контроля параметров используется оборудование, представленное в таблице 9.2 и состав ККИ в таблице 9.3

Таблица 9.2 – Перечень используемой КИА на Ульмской ГЭС

Тип измерительного устройства	Вид наблюдения
Гидроузел в целом	
Репер базисный	Горизонтальные смещения
Датчик уровня воды бьефов	Уровни верхнего и нижнего бьефа
Репер фундаментальный высотный	Осадка
Здание ГЭС	
Пьезометр напорный с манометром	Пьезометрические наблюдения на здании ГЭС
Марка высотная на бетонном сооружении	Осадка
Контрольный пункт створа	Горизонтальные смещения
Устройство для измерения сбросных расходов воды	Измерение сбросных расходов воды
Устройство для измерения фильтрационных расходов воды	Измерение фильтрационных расходов
Щелемер трехосный на температурно-осадочном шве	Перемещения в швах
Водосливная плотина	
Пьезометр опускной безнапорный	Пьезометрические наблюдения на водосливной плотине
Марка высотная на бетонном сооружении	Осадка
Опорный пункт створа	Горизонтальные смещения
Устройство для измерения сбросных расходов воды	Измерение сбросных расходов воды

Продолжение таблицы 9.2

Устройство для измерения фильтрационных расходов воды	Измерение фильтрационных расходов
Щелемер двуосный на температурно-осадочном шве	Перемещения в швах
Правобережная глухая часть плотины	
Опорный пункт створа	Горизонтальные смещения
Устройство для измерения фильтрационных расходов воды	Измерение фильтрационных расходов
Марка высотная на бетонном сооружении	Осадка
Пьезометр напорный с манометром	Пьезометрические наблюдения
Левобережная глухая часть плотины	
Опорный пункт створа	Горизонтальные смещения
Устройство для измерения фильтрационных расходов воды	Измерение фильтрационных расходов
Марка высотная на бетонном сооружении	Осадка
Пьезометр напорный с манометром	Пьезометрические наблюдения
Станционная часть плотины	
Опорный пункт створа	Горизонтальные смещения
Устройство для измерения фильтрационных расходов воды	Измерение фильтрационных расходов
Марка высотная на бетонном сооружении	Осадка
Пьезометр напорный с манометром	Пьезометрические наблюдения

Таблица 9.3 – Состав диагностических показателей состояния основных бетонных сооружений проектируемой Ульяновской ГЭС

Наименование показателей.	Тип и № КИА	Место установки в сооружении	Количество диагностических показателей
Водосливная плотина			
Осадки бычков водосливной плотины (ВБ), мм	М34, М35, М36, М37	Бычки водослива (ВБ)	4
Осадки бычков водосливной плотины (НБ), мм	М38, М39, М40, М41	Бычки водослива (НБ)	4
Интенсивность осадки, мм/год	М34, М35, М36, М37, М38, М39, М40, М41	Бычки водослива	8
Горизонтальные перемещения плотины, мм	Контрольные пункты створа КП10, КП11, КП12, КП13	Бычки водослива (НБ)	4
Итого по контролю состояния ВСП			20
Здание ГЭС			

Продолжение таблицы 9.3

Наименование показателей.	Тип и № КИА	Место установки в сооружении	Количество диагностических показателей
Осадки секций здания ГЭС, мм	Высотные марки ОПМ1, КП1, КП2, КП3, КП4, КП5, КП6, КП7, КП8, КП9, ОПМ2	Секции здания ГЭС	11
Интенсивность осадки секций здания ГЭС, мм/год	Высотные марки ОПМ1, КП1, КП2, КП3, КП4, КП5, КП6, КП7, КП8, КП9, ОПМ2	Секции здания ГЭС	11
Взаимные смещения секций здания ГЭС вдоль межсекционного шва, мм	Щкк1, Щкк2, Щкк3, Щкк4, Щкк5, Щкк6, Щкк7	Кабельный канал, машинный зал здания ГЭС	7
Раскрытие межсекционных швов	Щщп1, Щщп2, Щщп3, Щщп4, Щщп5, Щщп6, Щщп7, Щщп8	Щитовое отделение здания ГЭС	8
Раскрытие межсекционных швов	Щкк1, Щкк2, Щкк3, Щкк4, Щкк5, Щкк6, Щкк7	Кабельный канал	7
Итого по контролю состояния здания ГЭС			44
Левобережная глухая часть плотины			
Осадки секций левобережной глухой части плотины	М42 – М56	Секции левобережной глухой части плотины	14
Горизонтальные перемещения плотины, мм	КП13-КП26	Секции левобережной глухой части плотины	13
Интенсивность осадки, мм/год	М42 – М56	Секции левобережной глухой части плотины	14

Окончание таблицы 9.3

Наименование показателей.	Тип и № КИА	Место установки в сооружении	Количество диагностических показателей
Итого по контролю состояния левобережной глухой части плотины			41
Станционная часть плотины			
Осадки секций станционной части плотины	М57 – М67	Секции станционной части плотины	10
Горизонтальные перемещения плотины, мм	КП27-КП36	Секции станционной части плотины	9
Интенсивность осадки, мм/год	М57 – М67	Секции станционной части плотины	10
Итого по контролю состояния станционной части			29
Правобережная глухая часть плотины			
Осадки секций правобережной части плотины	М68 – М80	Секции правобережной глухой части плотины	12
Горизонтальные перемещения плотины, мм	КП37-КП48	Секции правобережной глухой части плотины	11
Интенсивность осадки, мм/год	М68 – М80	Секции правобережной глухой части плотины	12
Итого по контролю состояния правобережной глухой части плотины			35

9.6 Критериальные значения качественных показателей состояния бетонной водосливной плотины

В таблице 9.4 приведены критериальные оценки качественных показателей состояния сооружений, ранжированные как потенциально опасные – К1 и предаварийные – К2

Таблица 9.4 – Критериальные оценки качественных показателей

Критерии состояния	Качественные значения критериальных показателей.
Состояние бетона и закладных частей в пазах затворов	
К1	<p>Дефекты бетона и закладных частей в пазах затвора и на пороге затвора, затрудняющие эксплуатацию затворов:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Нарушение защитного слоя бетона в зоне переменного уровня на бычках, в пазах затворов, включая локальные обнажения арматуры площадью от 4м² до 6м². 2. Поперечные и косые трещины в бычках, процесс прогрессирует. 3. Локальное нарушение уплотнения затвора.
К2	<p>Дефекты бетона и закладных частей в пазах затворов и на пороге затвора, затрудняющие эксплуатацию затворов:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Обнажение арматуры на суммарной площади выше 6м². 2. Разрушение бетона в пазах затворов, вызывающее отказы затворов 3. Разрушение уплотнения затворов на половину контура уплотнения.
Состояние бетона проточного тракта.	
К1	Разрушение защитного слоя бетона с обнажением арматуры в водоотводящем турбинном тракте
К2	Разрушение бетона в водоотводящем турбинном тракте с выносом его в нижний бьеф
Состояния зоны сопряжения бетонных сооружений с береговыми устоями	
К1	Трещины на устоях, вследствие неравномерной осадки, процесс не развивается
К2	Трещины на устоях, вследствие неравномерной осадки, процесс развивается

Продолжение таблицы 9.4

Критерии состояния	Качественные значения критериальных показателей.
Состояние бетона глухих частей	
К1	Наличие полостей и каверн в основании и теле плотины
К2	Повсеместное распространение каверн и полостей.
Уровень фильтрации тела плотины	
К1	Протечки в потернах сооружений, следы выщелачивания бетона
К2	Значительный рост расходов со стороны верховой и низовой грани
Дренажные устройства	
К1	Появление засорения и повреждение дрен, затрудняющих сбор и отвод фильтрационных вод
К2	Дальнейшее развитие засорений, приводящих к блокировке сбора и отвода фильтрационных вод

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе был выполнен расчет и выбор основного и вспомогательного оборудования для проектируемой Ульмской ГЭС на реке Томь, в ходе которого была рассчитана высота сооружения, равная 111м, и присвоен I класс сооружения.

На первом этапе проектирования был выполнен водно-энергетический расчет, итогом которого стал результат работы гидростанции в полупике, также получен график сработки – наполнения водохранилища, наиболее важными отметками в этом графике является отметка НПУ(580м) и отметка УМО (543м).

Далее было выбрано основное гидротурбинное оборудование: для установки приняты зарекомендовавшие себя из опыта эксплуатации Красноярской ГЭС турбины РО-115В в количестве 8 штук диаметром 4.25м с синхронной частотой вращения 166.7 об/мин и мощностью 100МВт. Для данной гидротурбины наиболее оправданным стал выбор синхронного вертикального генератора СВ-835/180-36.

Так же был произведен выбор структурной схемы, в результате которого на основании технико-экономического обоснования, была выбрана схема с укрупненными блоками, для такого блока был выбран силовой трансформатор ТДЦ-200000/220. В качестве распределительного устройства выбрано ОРУ-220 соединенное с генераторным комплексом по схеме “Две рабочие и обходная система шин”

Учитывая высокий напор Ульмской плотины, была выбрана приплотинная схема, зарекомендовавшая себя по многочисленным примерам наиболее удачным и надежным выбором.

В качестве эксплуатационного водосброса принята водосливная плотина с 3 водосбросными отверстиями по 12м ширины с методом гашения потока в виде носка трамплина.

В результате строительства станции будут предотвращены подтопления городов Свободны и Белогорск, так же будут получены новые рабочие места, что положительно скажется на развитии дальневосточного региона, наличие большого числа потенциальных потребителей электроэнергии в виде крупных заводов тяжелой промышленности и шахтных разработок принесет достаточную прибыль. Согласно экономическому расчету строительство станции в данном регионе окупит себя через 5 лет и 2 месяца. Удельные капиталовложения равны 28459,72 руб/кВт, себестоимость электроэнергии в таком случае равна 0.16 руб./кВт·ч

В качестве дополнительной индивидуальной задачи также были проработаны критерии безопасности ГТС в период строительства и эксплуатации, результатом которого стала разработка основных контролируемых параметров и их качественных показателей, как в период строительства, так и эксплуатации, так же был произведен выбор контрольно-измерительной аппаратуры в количестве 128шт

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003-М: ФГУП ЦПП, 2012
- 2) СП 40.13330.2012 Плотины бетонные и железобетонные. Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – М.: Минрегион России, 2012
- 3) СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82 – М.: Минрегион России, 2012
- 4) Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П.Г. Киселева 1974
- 5) СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85 – М.: Минрегион России, 2011
- 6) СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84* (с Изменением N 1) . – М.: Минрегион России, 2013
- 7) Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла / сост. Т.А. Лыбиной; Н.П. Ульяновой; В.Б. Затеева – Саяно-Шушенский филиал, 2016-64с
- 8) Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А.Ю. Александровский, Е.Ю. Затеева, Б.И. Силаев – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008-114с
- 9) Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: В 2 т. / Под ред. Ю.С. Васильева, Д.С. Щавелева – Т.2. Вспомогательное оборудование электростанций. / М.И. Гальперин, И.Н. Лукуи [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990-336с
- 10) Гидроэлектростанции России / В.Д. Новоженин, Е.В. Невский, А.К. Вахрамеев – Москва: Институт гидропроект, 1998-459с
- 11) СТО РусГидро 01.01.78-2012 “Гидростанции нормы технологического проектирования” –ОАО «РусГидро» от 30.07.2012 № 665– Москва, Институт гидропроект 2012
- 12) ОСТ 108.023.06-84-Министерство энергетического машиностроения от 16.05.1984 – М.: Минэнерго России, 1984
- 13) Н.В. Чернобровов Релейная защита – Москва: Энергия, 1974.- 521 с
- 14) СТО 59012820-29.240.30.003-2009 – “Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения” – Москва, СО ЕЭС, 2009
- 15) СТО 56947007-29.240.30.047-2010 – “Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ” – Москва “ФСК ЕЭС”, 2010.
- 16) Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ 56303-2014 “Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики” М.: Стандартинформ, 2015

17) СТО 56947007-29.240.124-2012 сборник “Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 к”– Москва “ФСК ЕЭС”, 2012

18) СТО 56947007-29.240.10.249-2017 “Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций”– Москва “ФСК ЕЭС”, 2017

19) СТО 17330282.27.140.020-2008 “Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания. Нормы и требования. – ОАО РАО “ЕЭС России” от 30.06.2008 №318– Москва “ФСК ЕЭС” 2008

20) ГОСТ Р 57114 2016 “Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике” - Москва, СО ЕЭС, 2016

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

Таблица А.1 – Расчетный гидрологический ряд наблюдений р.Томь в створе проектируемой Ульмской ГЭС

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1933	104	90	79	675	1008	628	558	547	386	380	99	139
1934	100	84	81	474	1317	1203	692	601	317	306	192	128
1935	115	99	93	493	1861	1092	597	504	317	244	136	122
1936	92	81	69	633	1364	1564	1428	698	581	364	242	159
1937	147	117	104	538	2119	1687	1059	669	431	428	312	158
1938	127	115	99	1063	1544	1592	1342	978	692	572	392	166
1939	172	142	121	858	1742	1036	961	592	337	284	136	122
1940	114	75	92	786	1183	1019	703	503	450	331	164	177
1941	139	125	114	483	2508	1753	1033	672	509	453	22	153
1942	153	125	114	675	1508	1186	1089	814	419	509	265	197
1943	125	114	94	753	1253	1108	736	539	317	231	103	90
1944	82	69	92	708	969	1064	875	639	428	347	127	92
1945	89	81	58	631	1208	625	414	447	258	201	125	108
1946	97	86	81	681	1086	1481	967	794	925	808	369	211
1947	197	161	144	1286	1086	1283	1108	954	617	391	158	172
1948	146	125	156	970	1592	1181	1019	592	408	403	223	147
1949	142	125	100	819	1675	1103	931	631	417	342	131	134
1950	117	103	103	575	1842	1725	714	647	454	317	119	121
1951	92	86	70	725	1214	753	525	389	258	228	125	111
1952	90	81	75	667	1407	1436	1069	733	425	317	136	125
1953	114	92	108	858	1181	919	515	519	281	236	125	99
1954	94	86	75	664	1231	1564	1542	664	569	344	279	156
1955	108	89	83	725	1331	897	458	575	342	367	175	126
1956	8	69	69	797	1197	1158	1047	581	442	403	308	125
1957	114	86	85	936	1292	1864	1075	781	581	481	453	195
1958	127	114	113	1125	1792	2086	1975	1098	625	503	331	166
1959	106	103	103	992	1575	1503	1039	597	436	278	158	126
1960	103	97	94	619	1714	1592	1386	864	497	414	281	194
1961	150	136	133	1542	1331	1614	1203	906	508	503	247	203
1962	153	136	136	1103	1256	1131	531	519	286	278	125	114
1963	97	96	175	531	1053	1186	678	464	367	308	403	177
1964	136	86	81	586	1381	1081	825	531	231	231	147	114
1965	106	92	94	742	1714	892	556	528	208	403	214	163
1966	119	114	103	714	2181	1964	1286	836	364	242	142	114
1967	92	81	86	553	1025	1086	814	1047	408	358	181	117
1968	86	69	217	992	1281	889	486	586	292	325	125	111
1969	81	64	69	719	2808	2250	1269	847	642	254	319	164
1970	125	108	119	1208	1275	1792	1006	731	564	358	236	164
1971	113	103	106	1139	1483	1337	1103	645	364	320	143	96
1972	89	78	78	1019	1383	1105	925	588	431	468	263	162
1973	122	103	102	1233	1584	1582	1358	716	437	352	197	129
1974	95	77	88	1018	998	831	455	518	301	316	161	104
1975	88	78	76	797	1122	1588	996	687	314	449	18	93
1976	94	67	93	614	1373	1036	731	794	424	306	199	123
1977	105	89	108	1317	1563	1273	713	641	503	381	307	121
1978	103	97	103	1258	1114	908	647	621	383	286	214	114
1979	114	103	103	447	1514	1247	775	681	514	303	369	192
1980	122	97	83	614	1036	1119	775	531	403	308	208	153
1981	97	89	83	769	1014	797	675	408	358	300	158	108
1982	86	89	83	861	917	925	469	481	286	289	258	92

Приложение Б

Водно-энергетические расчеты

Таблица Б.1 – Данные для построения кривых обеспеченности

Год	Qср год	N	P	Год	Qср.п	N	P	Год	Qср.м	N	P
1958	838	1	2,0	1958	1615	1	2,0	1946	368	1	2,0
1969	820	2	3,9	1969	1579	2	3,9	1938	309	2	3,9
1938	723	3	5,9	1966	1396	3	5,9	1957	285	3	5,9
1961	706	4	7,8	1961	1319	4	7,8	1958	283	4	7,8
1941	681	5	9,8	1938	1304	5	9,8	1961	269	5	9,8
1966	681	6	11,8	1973	1295	6	11,8	1947	263	6	11,8
1937	664	7	13,7	1941	1290	7	13,7	1942	255	7	13,7
1957	662	8	15,7	1960	1235	8	15,7	1979	243	8	15,7
1973	657	9	17,6	1937	1214	9	17,6	1937	242	9	17,6
1960	655	10	19,6	1970	1202	10	19,6	1960	240	10	19,6
1970	654	11	21,6	1957	1190	11	21,6	1970	239	11	21,6
1946	632	12	23,5	1947	1143	12	23,5	1963	232	12	23,5
1947	630	13	25,5	1971	1141	13	25,5	1977	231	13	25,5
1936	606	14	27,5	1959	1141	14	27,5	1948	230	14	27,5
1954	606	15	29,4	1936	1137	15	29,4	1954	229	15	29,4
1977	598	16	31,4	1954	1133	16	31,4	1969	228	16	31,4
1942	588	17	33,3	1977	1101	17	33,3	1936	227	17	33,3
1959	585	18	35,3	1950	1101	18	35,3	1972	224	18	35,3
1948	578	19	37,3	1948	1071	19	37,3	1941	216	19	37,3
1971	574	20	39,2	1952	1062	20	39,2	1973	206	20	39,2
1950	570	21	41,2	1942	1054	21	41,2	1956	203	21	41,2
1979	553	22	43,1	1975	1038	22	43,1	1940	200	22	43,1
1952	547	23	45,1	1939	1038	23	45,1	1949	199	23	45,1
1949	546	24	47,1	1949	1032	24	47,1	1980	196	24	47,1
1939	542	25	49,0	1946	1022	25	49,0	1950	191	25	49,0
1972	540	26	51,0	1972	1004	26	51,0	1967	189	26	51,0
1975	532	27	52,9	1956	956	27	52,9	1939	188	27	52,9
1956	523	28	54,9	1979	933	28	54,9	1959	187	28	54,9
1976	504	29	56,9	1976	910	29	56,9	1976	187	29	56,9
1978	490	30	58,8	1978	910	30	58,8	1978	186	30	58,8
1965	484	31	60,8	1935	909	31	60,8	1955	184	31	60,8
1962	479	32	62,7	1962	908	32	62,7	1965	183	32	62,7
1935	473	33	64,7	1967	905	33	64,7	1933	182	33	64,7
1934	466	34	66,7	1965	886	34	66,7	1952	178	34	66,7
1940	466	35	68,6	1964	881	35	68,6	1971	178	35	68,6
1967	465	36	70,6	1943	878	36	70,6	1944	177	36	70,6
1963	461	37	72,5	1934	857	37	72,5	1962	175	37	72,5
1944	458	38	74,5	1944	851	38	74,5	1968	175	38	74,5
1943	455	39	76,5	1968	847	39	76,5	1934	173	39	76,5
1980	454	40	78,4	1940	839	40	78,4	1966	171	40	78,4
1964	452	41	80,4	1980	815	41	80,4	1981	170	41	80,4
1955	440	42	82,4	1953	798	42	82,4	1982	169	42	82,4
1968	431	43	84,3	1955	797	43	84,3	1974	163	43	84,3
1953	421	44	86,3	1963	782	44	86,3	1935	161	44	86,3
1974	409	45	88,2	1974	764	45	88,2	1975	159	45	88,2
1981	405	46	90,2	1981	733	46	90,2	1943	153	46	90,2
1982	405	47	92,2	1982	731	47	92,2	1953	151	47	92,2
1933	390	48	94,1	1951	721	48	94,1	1964	147	48	94,1
1951	381	49	96,1	1933	683	49	96,1	1951	139	49	96,1
1945	354	50	98,0	1945	665	50	98,0	1945	131	50	98,0

Продолжение приложения Б

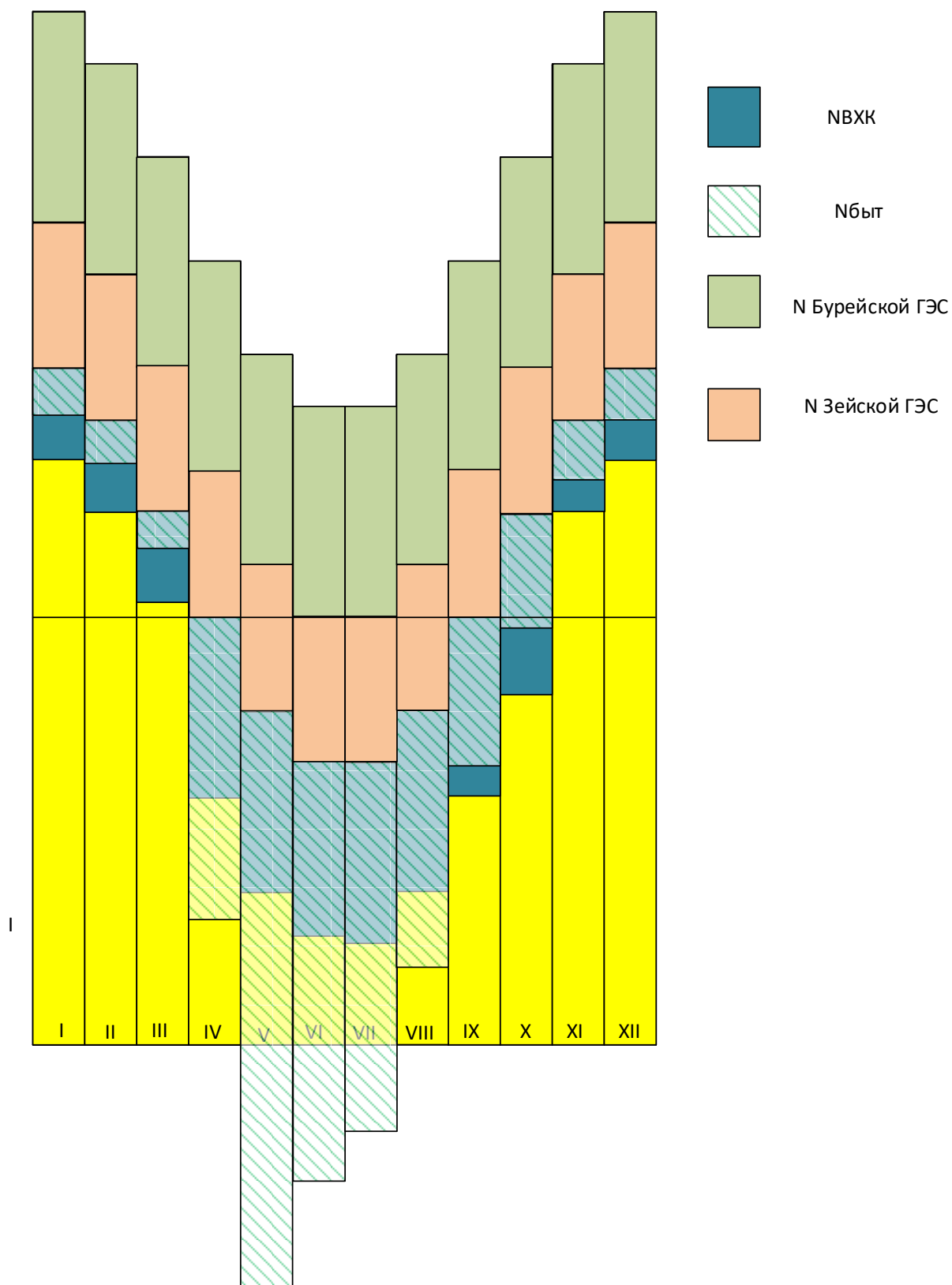


Рисунок Б.1 – Баланс энергий с существующими ГЭС

Продолжение приложения Б

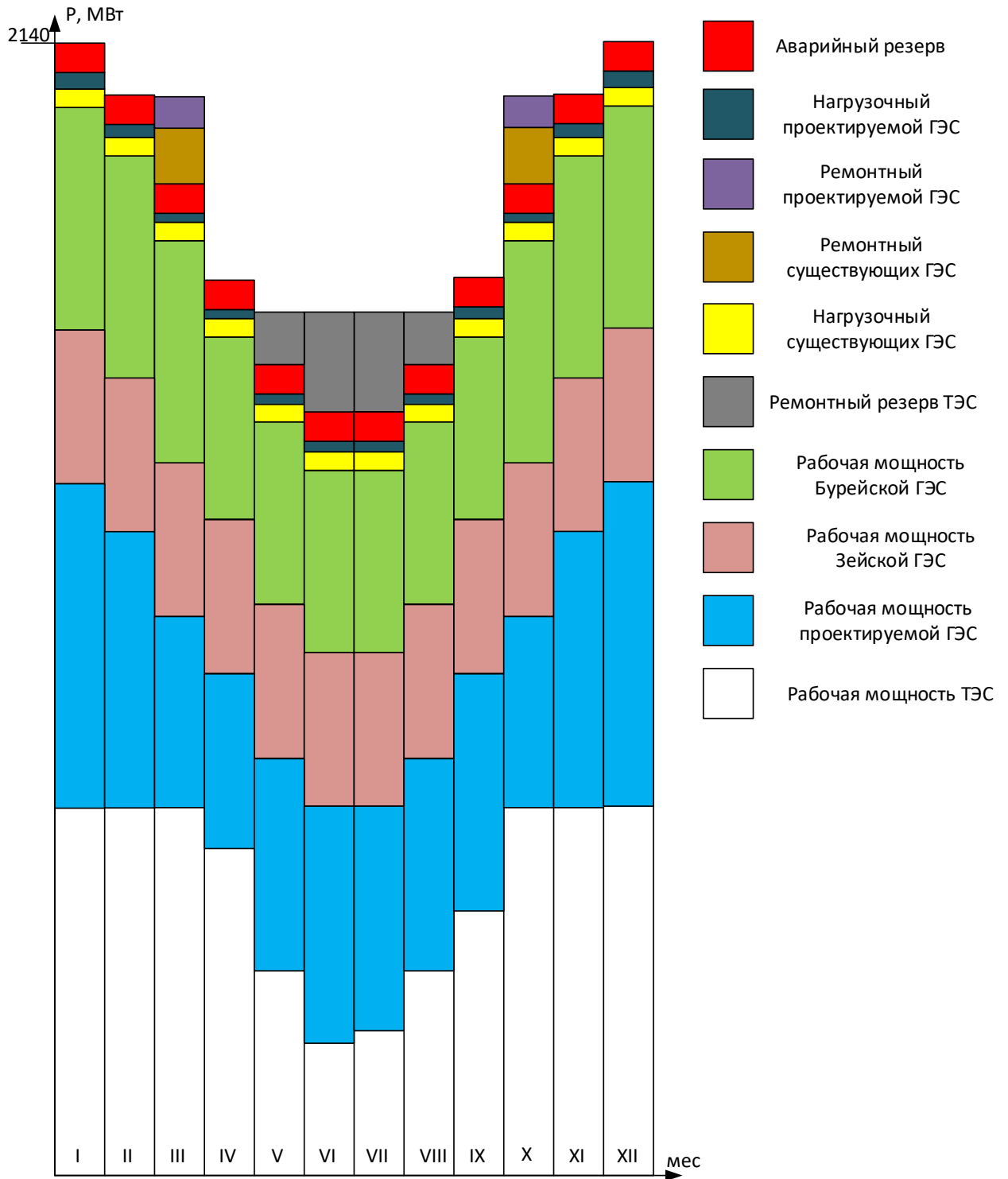


Рисунок Б.2 – Баланс мощностей

Продолжение приложения Б

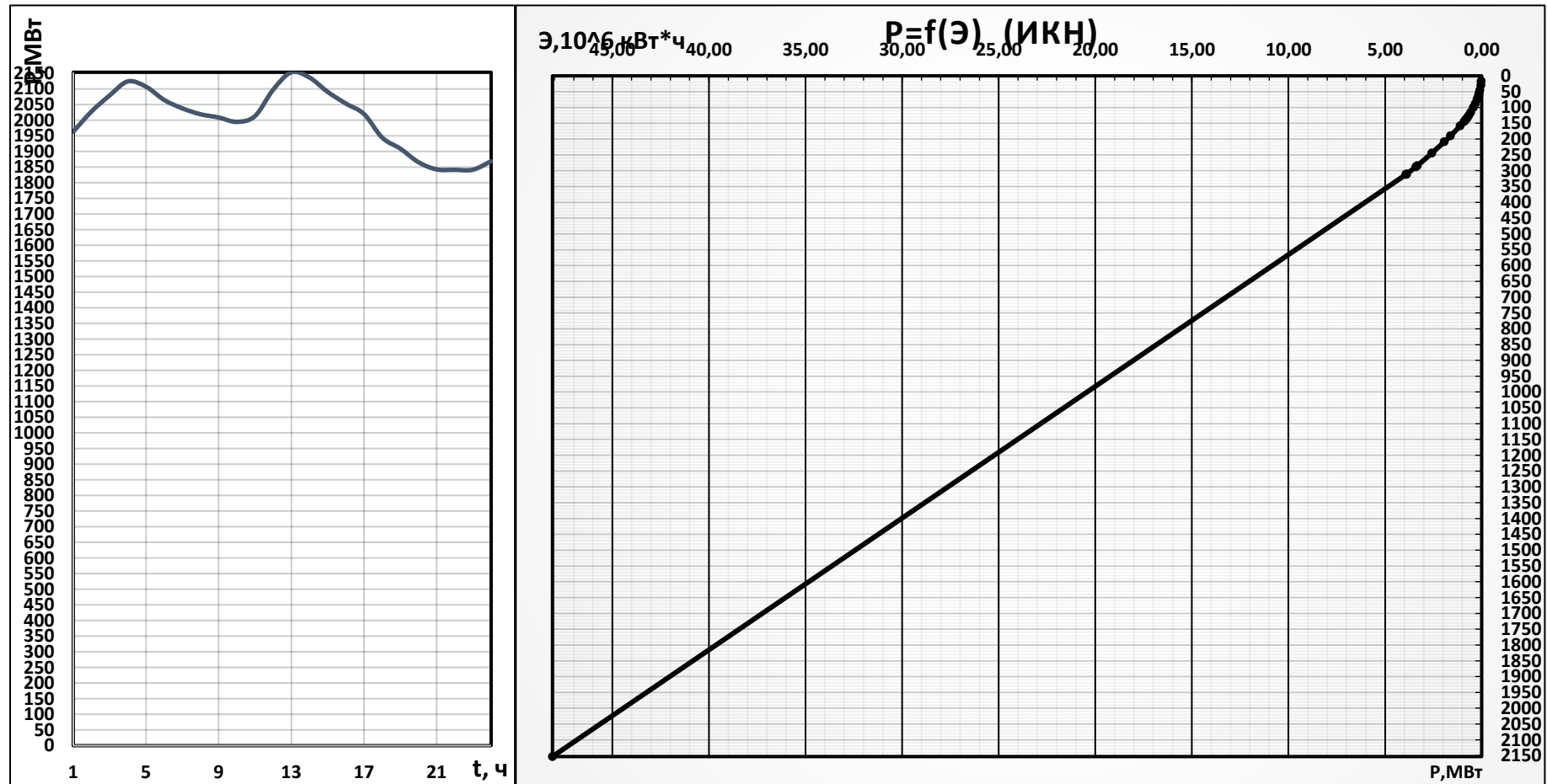


Рисунок Б.3 – Интегральная кривая нагрузки для декабря

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Расчет режима работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса

Параметр	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Qбыт [м³/с]	95	87	78	618	1198	861	755	518	301	226	121	104
Qиспарения [м³/с]	0	0	0	0	1	2	2	2	1	0	0	0
Qфильтрации[м³/с]	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Qледообразования[м³/с]	3	3	4	5	-11	-10	0	0	0	0	3	3
Qсуммарных потерь[м³/с]	4	4	5	6	-9	-7	3	3	2	1	4	4
Qбытовое полезное[м³/с]	91	83	73	612	1207	868	752	515	299	225	117	100
работа по водотоку												
Z ВБ	580	580	580	580	580	580	580	580	580	580	580	580
Z НБ	471,5	471,5	471,4	474,6	478,1	476,1	475,4	474,0	472,7	472,4	471,7	471,6
H [м]	108,0	108,0	108,1	104,9	101,4	103,4	104,1	105,5	106,8	107,1	107,8	107,9
Nбыт	89	82	72	584	1113	816	712	494	290	219	115	98
работа по ВХК												
Qвхк	180	180	180	360	360	360	360	360	360	360	180	180
Z ВБ	580	580	580	580	580	580	580	580	580	580	580	580
Z НБ	472,1	472,1	472,1	473,3	473,3	473,3	473,3	473,3	473,3	473,3	472,1	472,1
H [м]	107,4	107,4	107,4	106,2	106,2	106,2	106,2	106,2	106,2	106,2	107,4	107,4
Nвхк	176	176	176	348	348	348	348	348	348	348	176	176
Nбыт	89	82	72	584	1113	816	712	494	290	219	115	98
Nвхк	176	176	176	348	348	348	348	348	348	348	176	176
Nбыт-Nвхк	-86	-94	-104	236	766	469	364	146	-57	-128	-61	-78

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 – Водно-энергетический расчет

Месяц	Qм^3/с							Вводохранилища			Звб,м			Zнб, м	H	Nгэс	Nгарантир
	Qбыт полезн	Qхолост	Qфил ьтр	Qводохра н	Qвхк	Qгэс	Qнб	Vнач	dV	Vкон	нач	кон	средн				
9	299	0	2	59	360	358	360	10,00	0,15	9,85	580,00	577,79	578,90	473,09	105,30	343	По ВХК
10	225	0	2	133	360	358	360	9,85	0,34	9,50	577,79	576,42	577,11	473,09	103,51	204	204
11	117	0	2	297	180	414	416	9,50	0,77	8,73	576,42	572,82	574,62	473,43	100,69	379	379
12	100	0	2	457	180	557	559	8,73	1,18	7,55	572,82	565,79	569,31	474,29	94,52	479	479
1	91	0	2	522	180	613	615	7,55	1,35	6,19	565,79	556,19	560,99	474,62	85,87	479	479
2	83	0	2	457	180	540	542	6,19	1,18	5,01	556,19	547,40	551,80	474,19	77,11	379	379
3	73	0	2	239	180	312	314	5,01	0,62	4,39	547,40	542,86	545,13	472,82	71,81	204	204
4	612	0	2	-254	360	358	360	4,39	-0,66	5,05	542,86	547,69	545,27	473,09	71,68	234	По ВХК
5	1207	0	2	-849	360	358	360	5,05	-2,20	7,25	547,69	563,78	555,74	473,09	82,14	268	По ВХК
6	868	0	2	-510	360	358	360	7,25	-1,32	8,57	563,78	571,97	567,88	473,09	94,28	307	По ВХК
7	752	0	2	-394	360	358	360	8,57	-1,02	9,59	571,97	576,80	574,38	473,09	100,79	328	По ВХК
8	515	0	2	-157	360	358	360	9,59	-0,41	10,00	576,80	580,00	578,40	473,09	104,80	341	По ВХК

Продолжение приложения Б

Таблица Б.4 – Данные для построения баланса мощностей

Мес	Нагрузка системы			Зейская ГЭС				Бурейская ГЭС				Ульмская ГЭС			ТЭС			
	Р, МВт	Равр, МВт	Рнагр, МВт	Нраб, МВт	Навр, МВт	Ннагр, МВт	Нрем, МВт	Нраб, МВт	Ннагр, МВт	Нрем, МВт	Нраб, МВт	Навр, МВт	Ннагр, МВт	Нрем, МВт	Нраб, МВт	Навр, МВт	Ннагр, МВт	Нрем, МВт
1	2140	171	107	308	-	15	-	446	22	-	650	-	33	-	736	59	-	-
2	2043	163	102	308	-	15	-	446	22	-	553	-	28	-	736	59	-	-
3	1874	150	94	308	-	15	46	446	22	67	383	-	19	63	737	59	-	-
4	1680	134	84	252	-	13	-	365	18	-	350	-	18	-	713	57	-	100
5	1511	121	76	252	-	13	-	365	18	-	425	-	21	-	469	38	-	200
6	1414	113	71	252	-	13	-	365	18	-	475	-	24	-	322	26	-	200
7	1414	113	71	252	-	13	-	365	18	-	450	-	23	-	347	28	-	100
8	1511	121	76	252	-	13	-	365	18	-	425	-	21	-	469	38	-	-
9	1679	134	84	252	-	13	-	365	18	-	475	-	24	-	587	47	-	-
10	1874	150	94	308	-	15	47	446	22	68	383	-	19	64	737	59	-	-
11	2043	163	102	308	-	15	-	446	22	-	553	-	28	-	736	59	-	-
12	2140	171	107	308	-	15	-	446	22	-	650	-	33	-	736	59	-	-

Продолжение приложения Б

Таблица Б.5 – Водно-энергетический расчет Ульяновской ГЭС в среднем по водности году

Месяц	Qм³/с							Вводохранилища			Zвб,м			Zнб, м	H	Nгэс	Nгар	Эмес млн кВт·ч
	Qбыт	Qхол	Qф	Qводх	Qвхк	Qгэс	Qнб	Vнач	dV	Vкон	нач	кон	средн					
9	335	0	2	59	360	394	396	10,00	0,15	9,85	580,00	577,79	578,90	473,31	105,08	377	ВХК	280
10	283	0	2	132	360	415	417	9,85	0,34	9,50	577,79	576,43	577,11	473,44	103,18	390	204	290
11	132	0	2	297	180	429	431	9,50	0,77	8,74	576,43	572,83	574,63	473,52	100,61	393	379	292
12	118	0	2	457	180	575	577	8,74	1,18	7,55	572,83	565,81	569,32	474,40	94,43	494	479	368
1	168	0	2	522	180	690	692	7,55	1,35	6,20	565,81	556,21	561,01	475,08	85,43	536	479	399
2	138	0	2	458	180	596	598	6,20	1,19	5,01	556,21	547,40	551,81	474,52	76,79	416	379	310
3	116	0	2	239	180	355	357	5,01	0,62	4,39	547,40	542,86	545,13	473,08	71,55	231	204	172
4	852	0	2	-341	360	511	513	4,39	-0,88	5,27	542,86	549,35	546,11	474,01	71,59	333	ВХК	248
5	1751	0	2	-849	360	902	904	5,27	-2,20	7,48	549,35	565,31	557,33	476,33	80,51	661	ВХК	492
6	1043	0	2	-512	360	531	533	7,48	-1,33	8,80	565,31	573,18	569,25	474,13	94,61	457	ВХК	340
7	958	0	2	-354	360	604	606	8,80	-0,92	9,72	573,18	577,30	575,24	474,57	100,17	551	ВХК	410
8	589	0	2	-107	360	482	484	9,72	-0,28	10,00	577,30	580,00	578,65	473,84	105,08	458	ВХК	340

Продолжение приложения Б

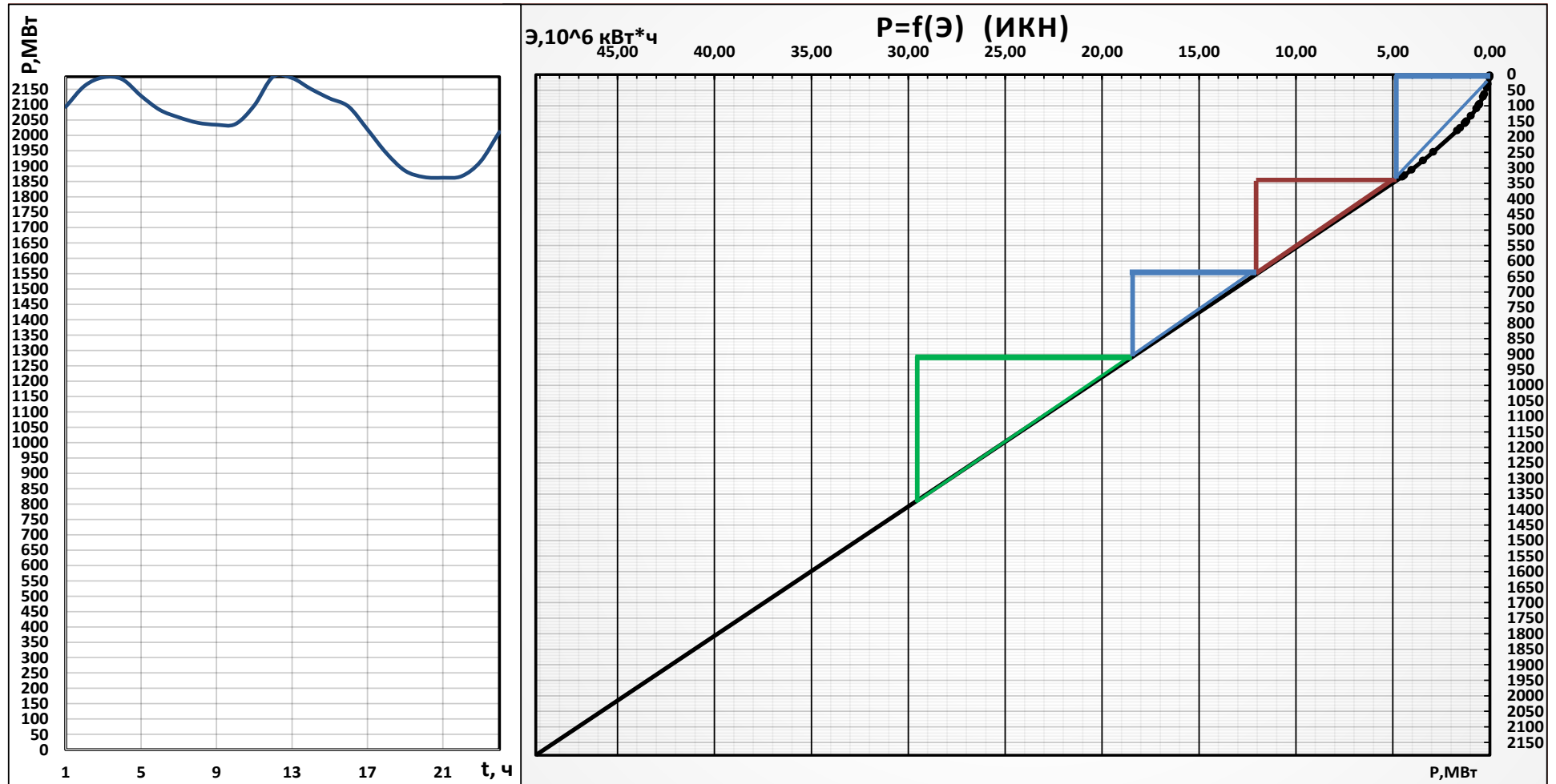


Рисунок Б.4 – Интегральная нагрузка для января с вписанными зонами работы существующих ГЭС

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Релейная защита и автоматика

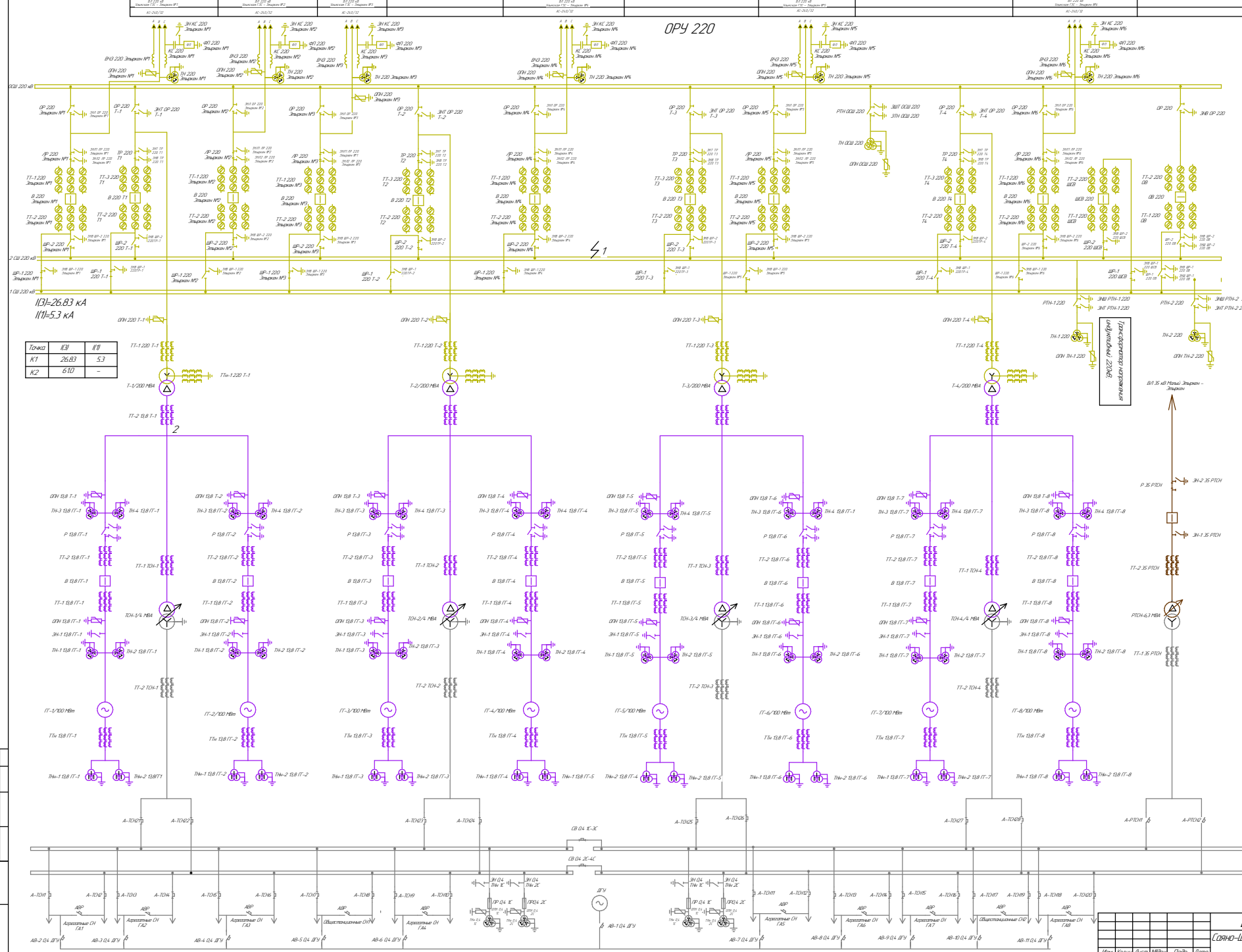
Таблица В.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
наименование	обозначение	наименование	относительные единицы	именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CR.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,435 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	1.45 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	4.35 А	
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	Коэффициент торможения, K_T	1,5	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	U_{CP2}	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	U_{CP1}	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,33 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,435 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,112 \cdot I_H$	0,609 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	3.103 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	3.19 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,224 \cdot I_{НОМ}$	3.55 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,099	0,15 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,35	0,617 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_{P СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	4,44 А
		ПО	$I_{P ПУСК.}$	$1,22 \cdot I_{НОМ.P}$	5,06 А
		Отсечка	$I_{P ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	9,09 А

Продолжение приложения В
Таблица В.2 – Матрица отключений защит

Наименование	Обозначение		Отключение В/Л	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение СВ	Отключение В-220 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		+	+	+	+	-	-	-	-	
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 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_p	СО		-	-	-	-	-	-	+	
		ИО		+	+	-	-	-	-	-	
		Отсечка		+	+	-	-	-	-	-	-

ОРУ 220



$I(3)=26.83 \text{ кА}$
 $I(1)=5.3 \text{ кА}$

Трмина	К1	К2
К1	26.83	5.3
К2	610	-

Конденсатор связи 220 кВ, 6400 нФ
Фильтр присоединения 77-1000 кГц
Разъединитель однополюсный 220кВ, 1000А
ВЧ заградитель 220 кВ
Трансформатор напряжения 220 кВ

ОРУ 220
Сборные шины 3150 А
Быстродействующий заземлитель 220 кВ, 1000 А
Разъединитель РНП-220/1000 220 кВ, 1000 А
ОПН 220 кВ
Выключатель элегазовый 220 кВ В35-220; 3150А 50 кА
Трансформатор тока 220 кВ, 600 А ТТ30-220

Трансформатор трехфазный ТДЦ-200000/220 200 МВА
Укнм=230
Ук%=11%
Рк=380 кВт
Рхх=110 кВт
Ix=0.3

Заземлитель 35 кВ
Разъединитель 35 кВ 2000А, 63кА
ОПН 13.8 кВ
Трансформатор напряжения НОЛ-20 20 кВ
Разъединитель РВП3-2-20/125000 20 кВ, 12.5 кА, 250 кА
Заземлитель 13.8 кВ
Трансформатор тока ТОЛ-20; 20кВ 125 кА
Генераторный выключатель ВП-15/50/6300; 15кВ 6300А; 50кА

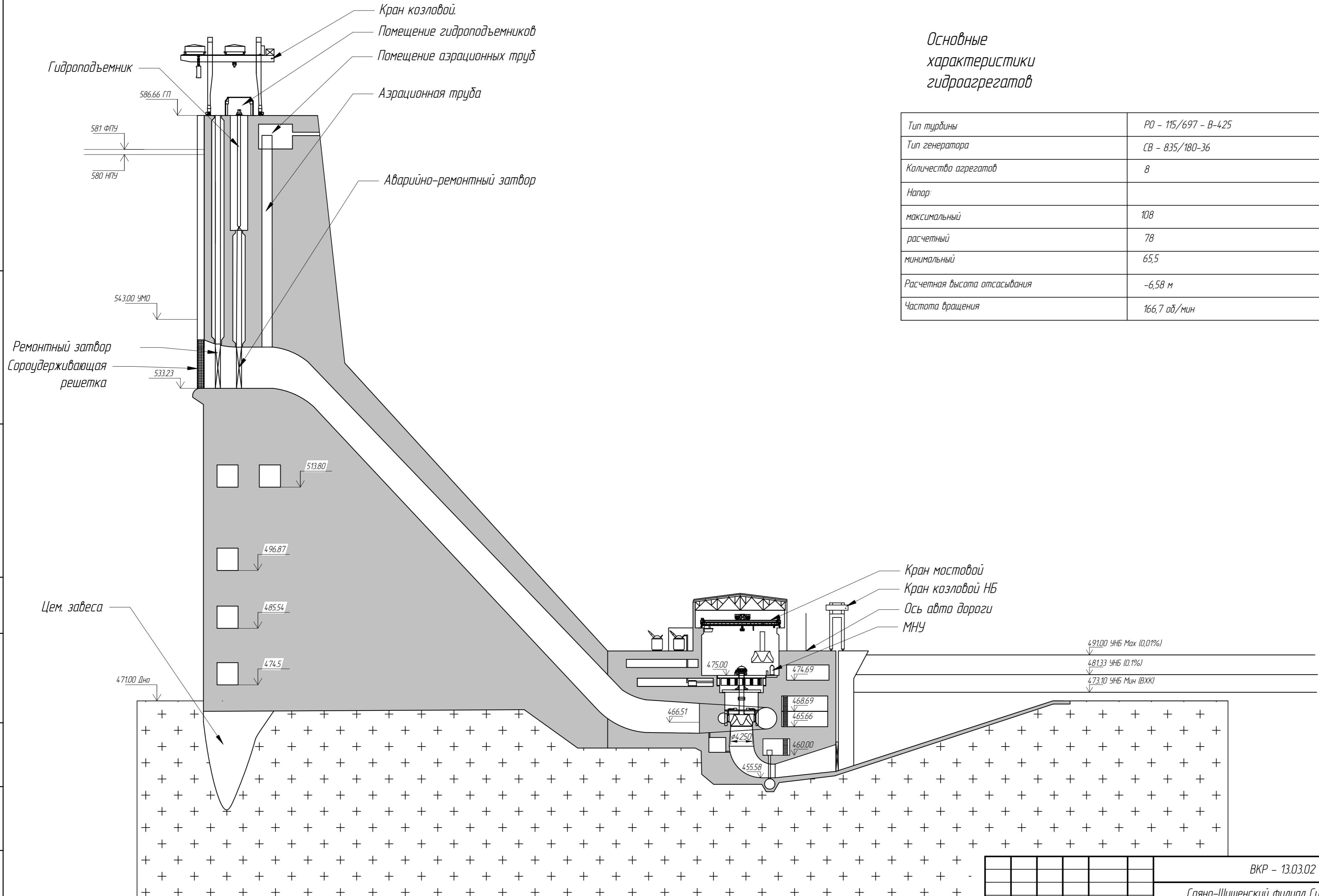
Гидрогенератор СВ-835/180

Автоматический выключатель 0.4 кВ

ВКР-13.03.02-14.01738-ЭС
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета
Проектирование Ульяновской ГЭС на реке Таль
Лист 1
Кафедра ГТЭС 2018 г

Имя	Иванов	Лист	№14	Лист	№1
Фамилия	Иванов	Лист	№14	Лист	№1
Город	Иркутск	Лист	№14	Лист	№1
Университет	СФУ	Лист	№14	Лист	№1

Диспетчерское наименование	Трансформатор СН-1	Трансформатор Т1	Трансформатор СН-2	Трансформатор Т-2	Трансформатор СН-3	Трансформатор Т-3	Трансформатор СН-4	Трансформатор Т-4
Обозначение монтажной единицы	ТОН-1	Т-1	ТОН-2	Т-2	ТОН-3	Т-3	ТОН-4	Т-4

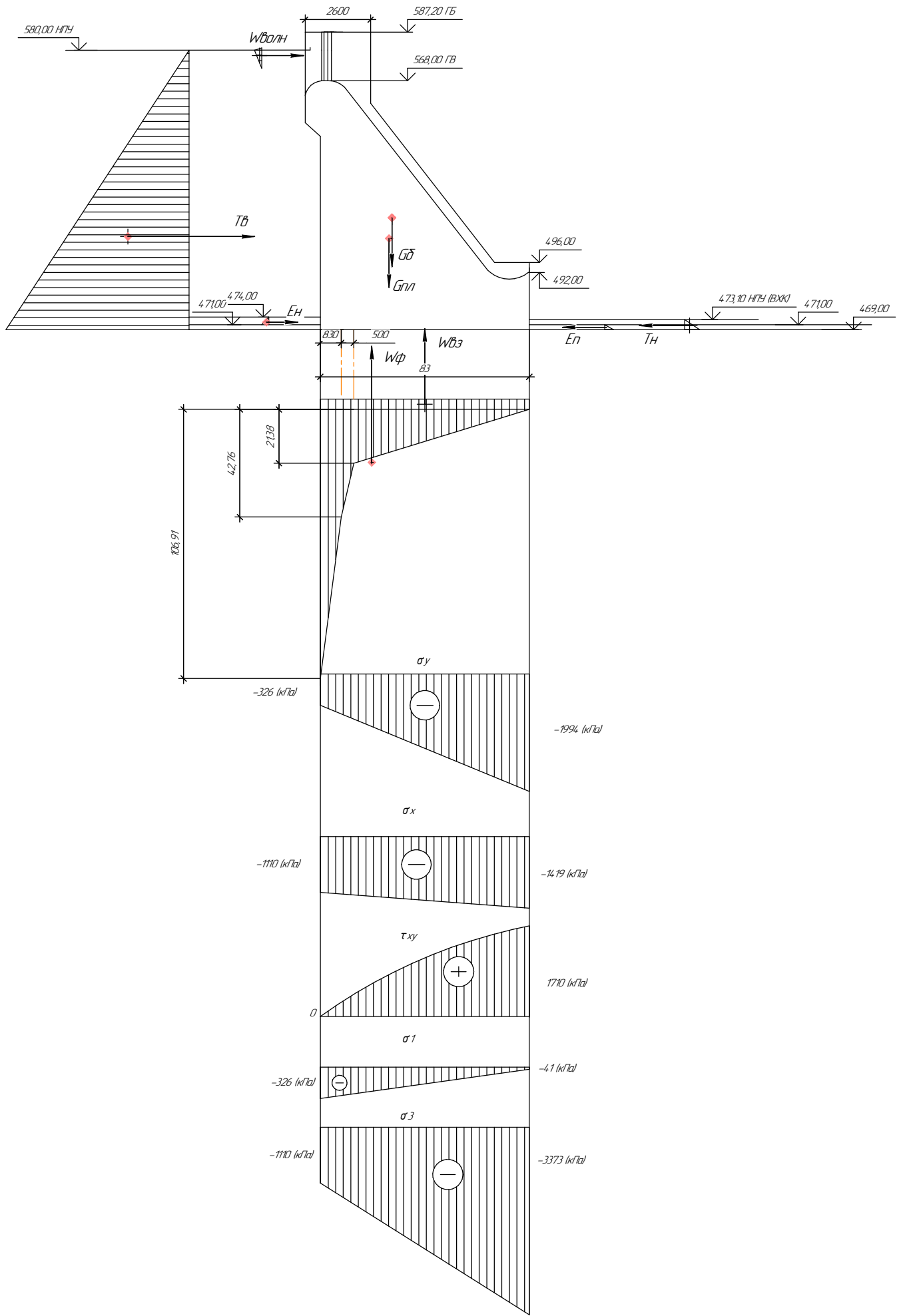


Основные характеристики гидроагрегатов

Тип турбины	Р0 - 115/697 - В-425
Тип генератора	СВ - 835/180-36
Количество агрегатов	8
Напор:	
максимальный	108
расчетный	78
минимальный	65,5
Расчетная высота отсасывания	-6,58 м
Частота вращения	166,7 об/мин

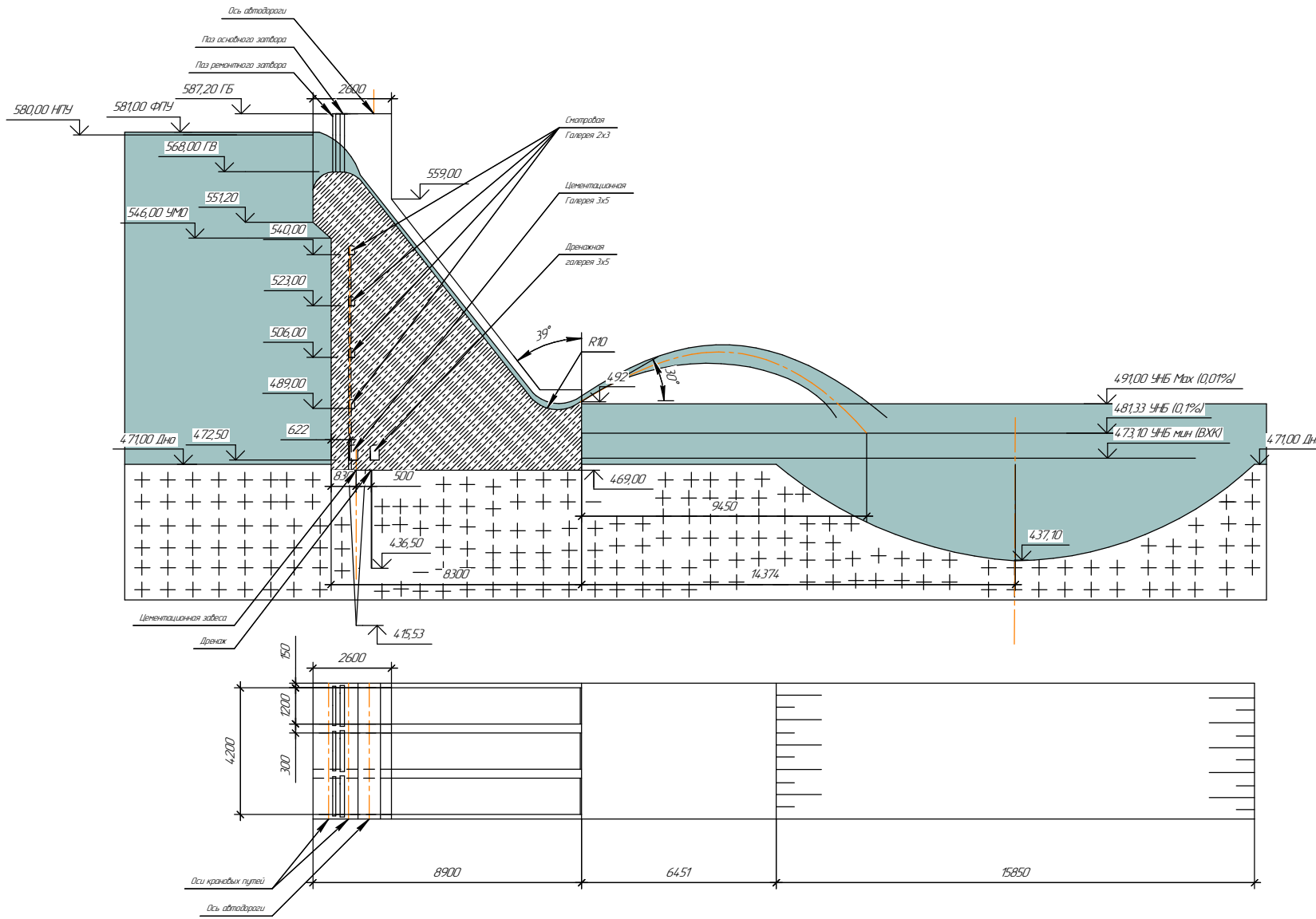
Перв. примен.	
Справ. №	
Подп. и дата	
Изм. №	
Взам. инв. №	
Инв. № дубл.	
Подп. и дата	
Изм. № подл.	

ВКР - 13.03.02 - 14.01738 - ГР1					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал					
Проверил					
Утвердил					
Проектирование Ульмской ГЭС на реке Томь				Стадия	Лист
Поперечный разрез здания ГЭС				1	2
				Кафедра ГГЭЭС, 2018 г.	



Составлена
Взам. инв. №
Лист и дата
Инд. № разд.

ВКР-13.03.02-14.01738-PP					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.	Лист	№рек.	Подп.	Дата
Разработал					
Проверил					
Сбор нагрузок на водосливную плотину				Страница	Лист
					1
Ведомость см. на чертеже ВКР-13.03.02-14.01738-PP				Кафедра ГГЭЭС 2018г.	
Утвердил					



++
 ++
 ++ Гранит

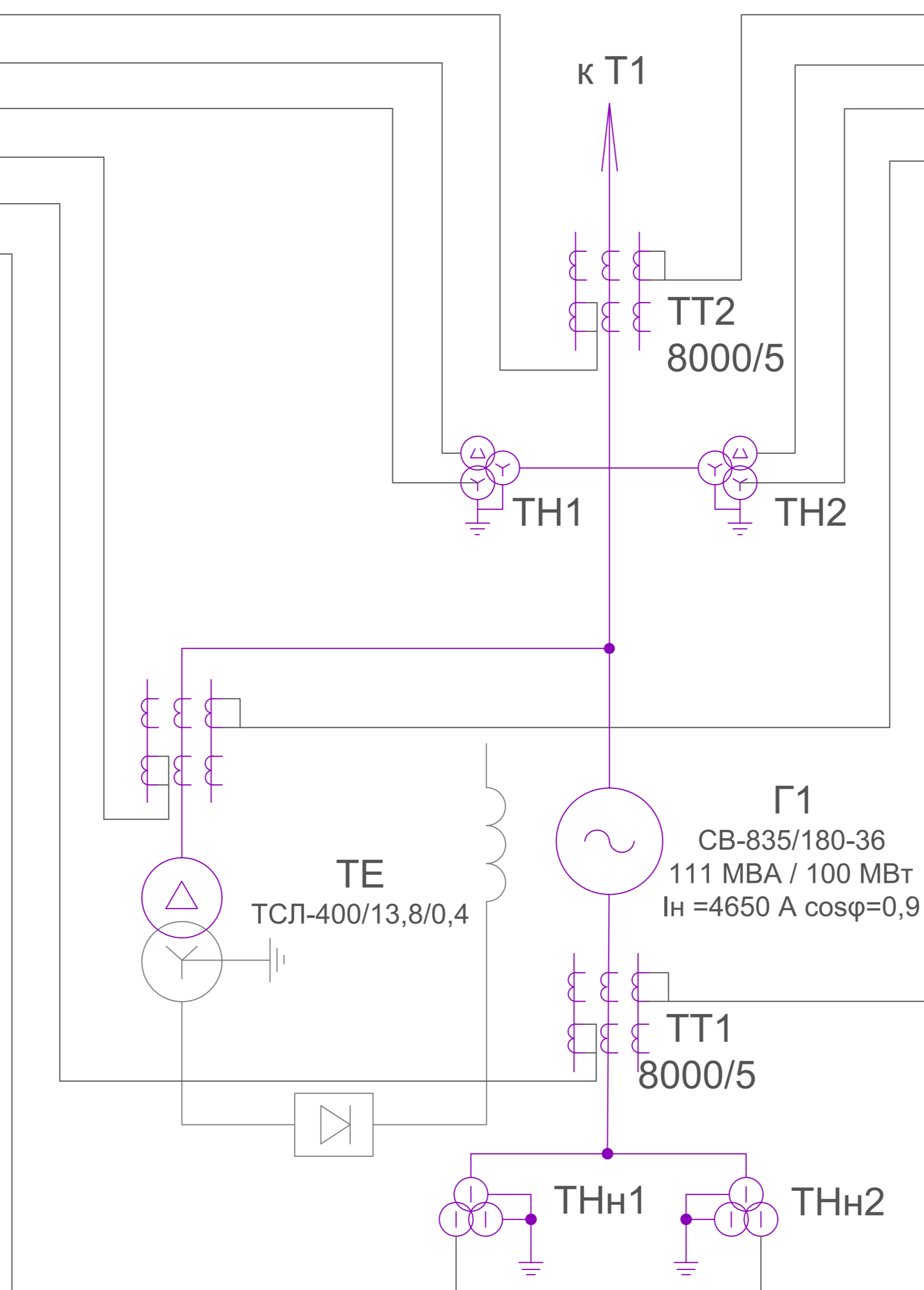
ВКР-13.03.02-14.01738-ГР2						
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета						
Имя	Коллич	Лист	№ док	Подп	Дата	
Разработал						1
Проверил						
Проектирование Ульинской ГЭС на реке Томь					Листов	Лист
Поперечный разрез водосливной плотины					Кафедра ГГЭЭС	2018 г.
Утвердил						

1 Ведомость см. на чертеже ВКР-13.03.02-14.01738-ГП1

Создано
 Взам. инв. №
 Подп. и дата
 Инв. № подл.

ШЭ1113 (Система А)		
ΔG	I _r	Y
КИН, U _n (U ₀)	U _{Г.Δ}	Δ
Z1<, Z2<, U1<, U2<, КИН	U _{Г.Y}	Y
I>TB, I _p	I _{ТВ ВН}	Y
ΔG, I2, I1, Z1<, Z2<	I _{НГ}	Y
U _n (U ₀)	U _{Г.N}	-

ШЭ1113 (Система А)		
ΔG	I _r	Y
КИН, U _n (U ₀)	U _{Г.Δ}	Δ
Z1<, Z2<, U1<, U2<, КИН	U _{Г.Y}	Y
I>TB, I _p	I _{ТВ ВН}	Y
ΔG, I2, I1, Z1<, Z2<	I _{НГ}	Y
U _n (U ₀)	U _{Г.N}	-

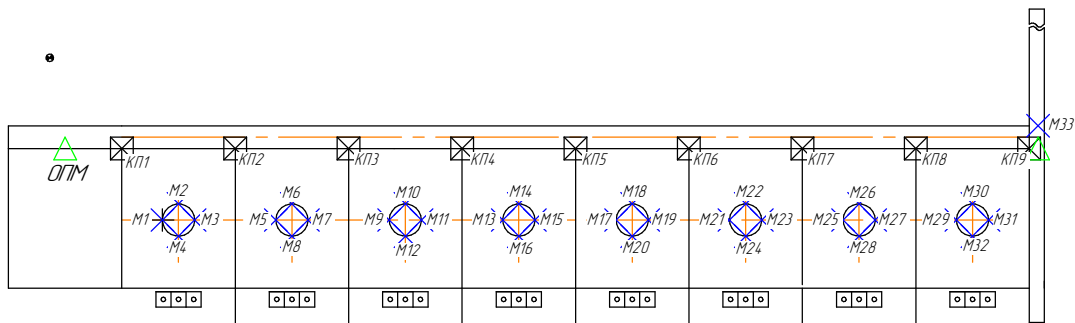


Действие									
Наименование	Обозначение	Отключение ВГ	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение СВ	Отключение В-110 и В-ТЧН	Разгрузка по мощности	Предупредительный сигнал
Диф. защита продольная	ΔG	+	+	+	+				
ЗЗГ	U ₀	t ₁						+	
		t ₂							
		t ₃	+	+	+				
U ₀₃		+	+	+					
ЗПН	U>	1 ступень	t ₁	+	+				
		2 ступень	t ₂	+	+				
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з и перегрузок	I ₂	СО							+
		ИО		+	+				
		ОТС I	t ₁				+		
t ₂						+			
t ₃		+	+						
Защита от симметричных к.з и перегрузок	I ₁	СО							+
		ИО		+	+				
		ОТС	t ₁					+	
t ₂							+		
t ₃		+	+						
ДЗ	Z<	1 ступень	t ₁					+	
			t ₂	+	+	+			
		2 ступень	t ₁					+	
			t ₂	+	+				
Защита ротора от перегрузки	I _p	СО							+
		ИО		+	+				
		отсечка		+	+				

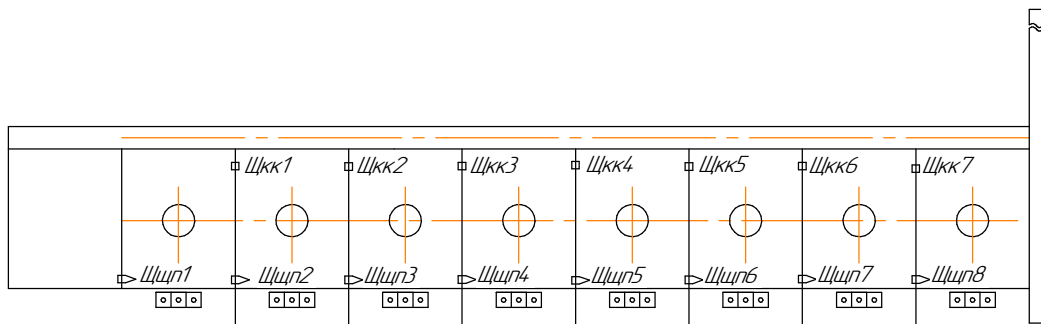
Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. защита продольная	ΔG	Ток срабатывания I _{ср.0}	0,15·I _н	0,435 А	
		Коэффициент торможения, K _T	0,3	-	
		Уставка начального торможения, I _{нт}	0,5·I _н	1,45 А	
		Ток срабатывания, В	1,5·I _н	4,35 А	
ЗЗГ	U ₀	t ₁	U _{01G}	-	5 В
		t ₂	U _{02G}	-	10 В
		t ₃	U _{03G}	-	15 В
	U ₀₃	Коэффициент торможения, K _T	1,1	-	
ЗПН	U>	2 ступень	U _{ср2}	1,4·U _н	140 В
		1 ступень	U _{ср1}	1,2·U _н	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з и перегрузок	I ₂	СО	I _{2сигн}	0,07·I _н	0,203 А
		ПО	I _{2пуск}	0,15·I _н	0,435А
		ОТС I	I _{2с.з.}	1,09·I _н	3,161 А
Защита от симметричных к.з и перегрузок	I ₁	СО	I _{1сигн}	1,07·I _н	3,103 А
		ПО	I _{1пуск}	1,1·I _н	3,19 А
		ОТС	I _{1отс}	1,224·I _н	3,55 А
ДЗ	Z<	1 ступень	Z _I	0,103	0,15 Ом
		2 ступень	Z _{II}	0,35	0,617 Ом
Защита ротора от перегрузки	I _p	СО	I _{p.сигн}	1,07·I _{НОМ.Р}	4,44 А
		ПО	I _{p.пуск}	1,1·I _{НОМ.Р}	5,06 А
		отсечка	I _{p.пуск}	2,19·I _{НОМ.Р}	9,09 А

Перв. примен. _____
 Справ. № _____
 Подп. и дата _____
 Инв. № дубл. _____
 Взам. инв. № _____
 Подп. и дата _____
 Инв. № подл. _____

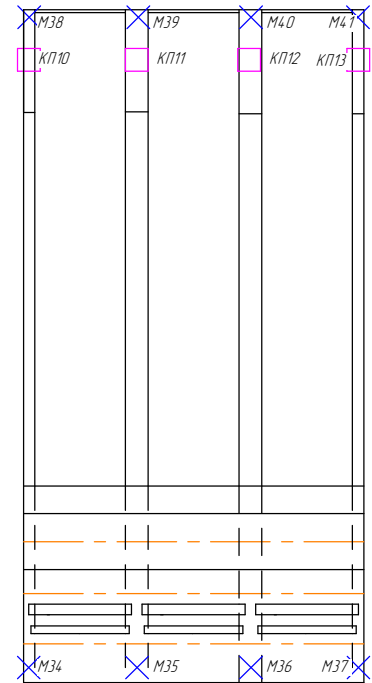
ВКР – 13.03.02 – 1401738 – РЗ					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал					
Проверил					
Проектирование Ульмской ГЭС на реке Томь				Стация	Лист
				1	1
Основные защиты оборудования				Кафедра ГГЭЭС, 2018 г.	



Размещение марок и контрольных знаков в здании ГЭС



Расположение щелемеров в здании ГЭС



Размещение марок и контрольных знаков на ВСП

Условные обозначения

- Трехосный щелемер кабельного канала
- Пространственный щелемер щитового помещения
- Поверхностная марка
- Поверхностная марка и контрольный пункт створа
- Опорный пункт створа
- Фундаментальный репер

Изм.	Колуч.	Лист	№рек.	Подп.	Дата
Разработал					
Проверил					
Утвердил					

ВКР-13.03.02-1401738-КБ

Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета

Проектирование Ульмской ГЭС на реке Томь

Схема размещения ККИ

Стадия	Лист	Листов
		1

Кафедра ГГЭЭС
2018г.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

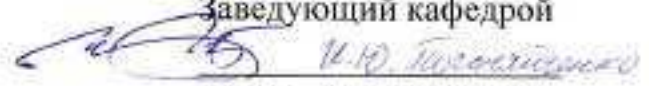
Инв. № подл.

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

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

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой



подпись инициалы, фамилия

«Т.Ю.» 06 2018г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 — Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ УЛЬМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТОМЬ, ПРИТОК ЗЕИ
КРИТЕРИИ БЕЗОПАСНОСТИ ГЭС В ПЕРИОД СТРОИТЕЛЬСТВА И
ЭКСПЛУАТАЦИИ**

Руководитель

Толошинова 04.06.2018 Ст. преподав.

подпись, дата

должность

Т.Ю. Толошинова
инициалы, фамилия

Выпускник

Борисовский 04.06.2018

подпись, дата

В.В. Борисовский
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2018