

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно–Шушенский филиал  
институт

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических  
систем и электрических сетей»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
А.А. Ачитаев  
подпись      инициалы, фамилия

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВИТИМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВИТИМ.  
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ГОРОДА ЗА  
СЧЕТ ПОСТРОЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ  
ЭНЕРГОРЕСУРСОВ.**  
тема

Руководитель \_\_\_\_\_  
подпись, дата                      должность, ученая степень

И.А. Матвиенко  
инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_  
подпись, дата

И.В. Михайлов  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Витимской ГЭС на реке Витим. Повышение эффективности энергосистемы города за счет построения интеллектуальной системы энергоресурсов.»

Консультанты по  
разделам:

Консультант руководителя БР

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Электрическая часть

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_

инициалы, фамилия

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 Исходные данные .....	10
1.1 Гидрологический ряд .....	10
1.2. Кривые связи.....	12
1.2.1 Кривая зависимости объёмов водохранилища от уровня воды в верхнем бьефе .....	12
1.2.2 Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла .....	12
1.3 Требования участников ВХК .....	13
1.4 Данные по энергосистеме.....	14
1.5 Топография .....	15
1.6 Природно-климатические условия и потребители .....	16
1.6.1 Климат .....	16
1.6.2 Сейсмологические условия .....	16
1.6.3 Геология .....	16
1.6.4 Годовые графики нагрузки.....	16
1.6.5 Построение интегральных кривых нагрузки энергосистемы.....	18
1.6.6 Размещение существующих ГЭС на ИКН.....	19
2 Водно-энергетические расчеты .....	22
2.1 Выбор расчетных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	22
2.2 Коэффициенты для расчетного средневодного года (P=50%) .....	23
2.3 Коэффициенты для расчетного средневодного года (P=90%) .....	24
2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК.....	25
2.5 Баланс энергии.....	27
2.6 Определение типа регулирования .....	28
2.7 Определение рабочей мощности проектируемой ГЭС в январе.....	28
2.8 Баланс мощности.....	29
2.9 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС с средним по водности году (50%) .....	30
3 Выбор оборудования.....	32
3.1 Режимное поле.....	32
3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов .....	34
3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины.....	39
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора. ....	40
3.5 Гидромеханический расчёт и построение бетонной спиральной камеры, и определение её геометрических размеров проточной части .....	40
3.6 Расчёт деталей и узлов гидротурбины .....	43
3.6.1 Расчет вала на прочность. ....	43
3.6.2 Расчет подшипника .....	43
3.7 Выбор маслонапорной установки .....	44
3.8 Выбор электрогидравлического регулятора .....	44

4 Электрическая часть .....	45
4.1 Исходные данные .....	45
4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС .....	45
4.3 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС .....	46
4.3.1 Выбор синхронных генераторов.....	46
4.3.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком.	46
4.3.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком .....	48
4.3.4 Выбор трансформаторов СН.....	49
4.4 Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	50
4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта .....	51
4.6 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения .....	53
4.7 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin. ....	54
4.7.1 Расчёт исходных данных.....	54
4.7.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	55
4.8 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима .....	56
4.9 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 11 кВ .....	57
4.10 Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	59
4.11 Выбор параметров ОРУ .....	59
4.11.1 Выбор выключателей и разъединителей .....	59
4.11.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения .....	60
5 Релейная защита и автоматика.....	61
5.1 Технические данные оборудования .....	61
5.3 Перечень защит основного оборудования.....	63
5.4 Описание защит и расчет их уставок .....	64
5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IDG) .....	64
5.4.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора ( $U_n$ ( $U_o$ ))....	67
5.4.3 Защита от повышения напряжения ( $U_{1>}$ ), ( $U_{2>}$ ) .....	70
5.4.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ ).....	70
5.4.5 Защита от симметричных перегрузок ( $I_1$ ) .....	74
5.4.6 Дистанционная защита генератора $Z_1 <$ , $Z_2 <$ .....	76
5.4.7 Защита от перегрузки обмотки ротора .....	79
5.5. Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	80
6 Компонировка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений .....	81
6.1 Определение класса сооружения Витимской ГЭС .....	81
6.2 Проектирование сооружений напорного фронта.....	81

6.2.1	Определение отметки гребня плотины и гребня быка.....	81
6.3	Гидравлические расчеты .....	84
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта .....	84
6.3.2	Определение отметки гребня водослива .....	85
6.3.3	Пропуск расходов через донные отверстия и аварийного водосброса .....	86
6.3.4	Построение профиля водосливной плотины.....	87
6.3.5	Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе.....	89
6.3.6	Расчет водобойной стенки.....	90
6.3.7	Проверка на пропуск поверочного расхода .....	91
6.4	Конструирование плотины.....	92
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины .....	92
6.4.2	Ширина плотины по гребню.....	92
6.4.3	Разрезка плотины швами.....	92
6.4.4	Быки.....	93
6.4.5	Устои .....	93
6.4.6	Дренаж тела плотины .....	93
6.4.7	Элементы подземного контура плотины .....	94
6.4.8	Галереи в теле плотины .....	94
6.5	Конструктивные элементы нижнего бьефа .....	95
6.5.1	Водобой .....	95
6.5.2	Рисберма.....	96
6.6	Определение основных нагрузок на плотину .....	96
6.6.1	Вес сооружения и затворов .....	96
6.6.2	Сила гидростатического давления воды.....	97
6.6.3	Давление грунта .....	98
6.6.4	Волновое давление.....	100
6.6.5	Оценка прочности плотины .....	100
6.6.6	Критерии прочности плотины и ее основания.....	102
6.6.7	Обоснование устойчивости плотины.....	103
7	Пожарная безопасность. Охрана труда.....	105
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений, охрана труда .....	105
7.2	Пожарная безопасность .....	107
8	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Витимского гидроузла.....	109
8.1	Общие сведения о районе строительства .....	109
8.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	110
8.3	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища.....	112
8.4	Отходы, образующиеся при строительстве.....	113
8.4.1	Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме .....	114
8.4.2	Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные .....	114
8.5	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	114

9 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации ...	116
9.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии .....	116
9.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	117
9.3 Налоговые расходы.....	119
9.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности.....	120
9.5 Оценка инвестиционного проекта.....	122
9.6 Методология, исходные данные .....	122
9.7 Коммерческая эффективность .....	123
9.8 Бюджетная эффективность.....	123
9.9 Анализ чувствительности.....	124
10 Повышение эффективности энергосистемы города за счет построения интеллектуальной системы энергоресурсов.....	126
10.1 Определение Smart Grid .....	126
10.2 Цели внедрения Smart Grid в электрической сети города .....	126
10.3 Построение интеллектуальной энергосистемы на примере г. Уфа .....	126
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	134
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b> .....	136
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А</b> Водно-энергетические расчеты.....	139
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б</b> Основное и вспомогательное оборудование.....	144
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В</b> Релейная защита и автоматика.....	147

## СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ВИТИМСКОЙ ГЭС

Наименование ГЭС	Витимская ГЭС на реке Витим;
Местонахождение ГЭС	Иркутская область;
Тип проектируемой установки	Гидроэлектростанция;

### Характерные расходы воды:

а) среднемноголетний	218 м <sup>3</sup> /с;
б) всех турбин	787,44 м <sup>3</sup> /с;
в) максимальный с обеспеченностью 0,1%	1380 м <sup>3</sup> /с;
г) максимальный с обеспеченностью 0,01%	1829 м <sup>3</sup> /с;
д) минимальный	75 м <sup>3</sup> /с;

### Параметры водохранилища:

а) характер регулирования стока	годовой;
б) отметка: НПУ	280,00 м;
ФПУ	281,57 м;
УМО	267,22 м;
в) Полный объемы водохранилища:	9,50 км <sup>3</sup> ;
г) Полезный объём водохранилища:	2,07 км <sup>3</sup> ;

### Напоры ГЭС:

а) максимальный	44,8 м;
б) расчетный	36,3 м;
в) минимальный	28,5 м;

### Энергетические характеристики:

а) мощность установленная	260 МВт;
в) Среднемноголетняя выработка электроэнергии	549,2 млн. кВт·ч;
г) Число часов использования установленной мощности	1488 час;

### Плотины:

а) гравитационная водосливная плотина, материал бетон;	
б) левобережная грунтовая;	
в) правобережная глухая бетонная;	
г) стационарная гравитационная плотина, материал бетон;	
д) общая длина	962 м;
е) максимальная высота	53,3 м;

### Водобросные сооружения:

а) тип гашения:	водобойная стенка;
б) число пролетов	2;
в) общая длина	92,4 м;
г) максимальная высота	53,3 м;

Здание ГЭС:

а) тип здания	приплотинное;
б) число агрегатов	4;
в) тип спиральной камеры	бетонная трапецеидальная;
г) тип отсасывающей трубы:	изогнутая;
д) размеры:	
- общая длина	84,14 м;
- ширина	105,98 м;

Основное оборудование:

а) тип турбины	ПЛ-50-В-530;
б) тип генератора	СВ -845/140-44Т;
в) мощностью	65 МВ·А;
г) частота вращения	136,4 об/мин;
д) тип трансформаторов	ТРДЦН-6300/220;
е) количество	4;

Технико-экономические показатели:

а) период окупаемости	153 месяца;
б) себестоимость энергии	0,61 руб/кВт·ч;
в) удельные капитальные вложения	94084,62 руб/кВт;



## ВВЕДЕНИЕ

Энергетика играет важную роль, как для обычного потребителя, так и для всей промышленности. В настоящее время, в связи с развитием технологий растет число потребителей электрической энергии. Правильное использование ресурсов электроэнергетики создают необходимые условия для роста экономики и повышения качества жизни населения страны.

Гидроэнергетика является наиболее эффективным способом получения электроэнергии, так как имеет высокое значение коэффициента полезного действия гидротурбин. Себестоимость производства электроэнергии на гидростанциях существенно меньше, чем на атомных и тепловых станциях, так как не требуется топливная составляющая, а используется возобновляемый источник энергии – текущая вода. Изменяя скорость водяного потока можно легко контролировать производительность гидроэлектростанции, благодаря чему гидростанции являются наиболее маневренными из всех типов электростанций. Это позволяет покрывать неравномерную часть графиков нагрузки.

Гидроэлектростанции считается экологически безопасным объектом, так как не использует нефть, газ, твердого топлива и ядерного горючего, тем самым не загрязняет атмосферу и окружающую среду.

Целью дипломного проекта является проработка основных этапов проектирования гидроэлектростанции и в процессе проработки, нахождение оптимальных проектных решений. В проект входят такие аспекты, как определение установленной мощности, выбор основного и вспомогательного энергетического оборудования, расчет гидротехнических сооружений, охрана окружающей среды и труда, а так же экономическое обоснование реализации проекта.

# 1 Исходные данные

## 1.1 Гидрологический ряд

Ряд гидрологических наблюдений за рекой Витим за период 1939-1988 гг представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Гидрологический ряд реки Витим

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.</sub>
1939	75	43	36	72	214	484	406	329	310	287	131	105	208
1940	43	26	21	56	290	510	464	326	206	276	98	49	197
1941	46	36	33	98	224	716	310	213	252	204	134	72	195
1942	65	29	16	36	224	506	422	406	387	272	196	79	220
1943	56	52	46	134	306	505	355	282	253	247	113	72	202
1944	72	26	21	69	395	652	489	411	372	220	141	115	249
1945	49	43	31	39	381	531	375	335	326	320	144	92	222
1946	59	52	51	49	220	320	225	203	164	153	114	101	143
1947	29	28	23	21	271	648	374	355	245	226	65	49	195
1948	36	23	20	28	290	648	339	277	256	234	82	69	192
1949	49	46	39	101	284	523	282	243	242	207	134	115	189
1950	49	43	41	69	337	499	201	194	176	168	118	88	165
1951	33	28	18	56	313	552	481	422	303	236	105	46	216
1952	52	36	29	131	309	604	213	205	196	181	131	65	179
1953	98	49	33	51	342	662	522	484	435	327	278	115	283
1954	43	39	16	131	310	493	350	272	234	207	134	108	195
1955	65	64	62	72	493	697	661	539	510	397	137	92	316
1956	59	57	44	137	339	622	300	281	267	236	101	80	210
1957	46	43	39	59	302	625	490	430	330	327	134	56	240
1958	52	49	43	79	238	536	395	215	206	197	193	108	193
1959	75	69	56	46	174	343	234	200	172	164	144	72	146
1960	70	57	54	75	273	616	397	374	361	314	196	79	239
1961	46	43	39	65	252	629	420	387	360	302	147	56	229
1962	52	51	39	82	268	771	352	281	251	234	235	62	223
1963	59	56	20	85	306	548	435	387	251	226	131	72	215
1964	36	26	21	25	223	532	468	395	338	300	72	49	207
1965	46	36	33	88	300	577	422	329	319	303	101	56	217
1966	98	72	57	59	361	593	374	271	264	235	216	108	226
1967	52	47	46	69	261	329	522	484	213	226	131	98	207
1968	85	83	77	173	306	771	526	387	328	284	164	115	275
1969	101	59	49	126	662	903	716	657	490	389	220	149	377
1970	137	88	31	65	474	832	458	426	406	353	177	137	299
1971	147	92	52	38	619	735	716	639	440	426	209	124	353
1972	72	69	59	49	345	487	358	339	310	277	144	82	216
1973	72	69	46	82	416	819	426	371	340	290	134	75	262
1974	52	51	46	82	384	629	306	284	251	221	72	56	203

Окончание таблицы 1.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.</sub>
1975	46	43	39	82	319	522	371	361	265	200	128	69	204
1976	56	52	28	62	252	581	361	339	290	252	105	59	203
1977	52	47	46	44	205	426	318	232	201	174	131	72	162
1978	46	39	33	21	329	568	384	348	326	252	98	65	209
1979	72	23	20	92	310	568	306	290	271	240	98	69	196
1980	49	46	36	65	235	411	294	255	235	214	137	82	172
1981	108	65	56	43	387	677	390	390	271	227	162	131	242
1982	97	92	83	144	252	471	364	352	287	277	124	59	217
1983	56	36	26	82	697	929	581	484	426	403	190	75	332
1984	59	46	23	44	348	600	371	348	252	214	105	69	207
1985	36	33	26	79	252	571	377	329	211	210	101	88	193
1986	46	43	33	65	172	296	232	213	184	143	131	72	136
1987	52	46	26	75	190	429	245	235	216	164	114	92	157
1988	39	36	26	29	235	406	368	310	281	265	98	43	178

На рисунке 1.1 представлен гидрограф реки Витим.

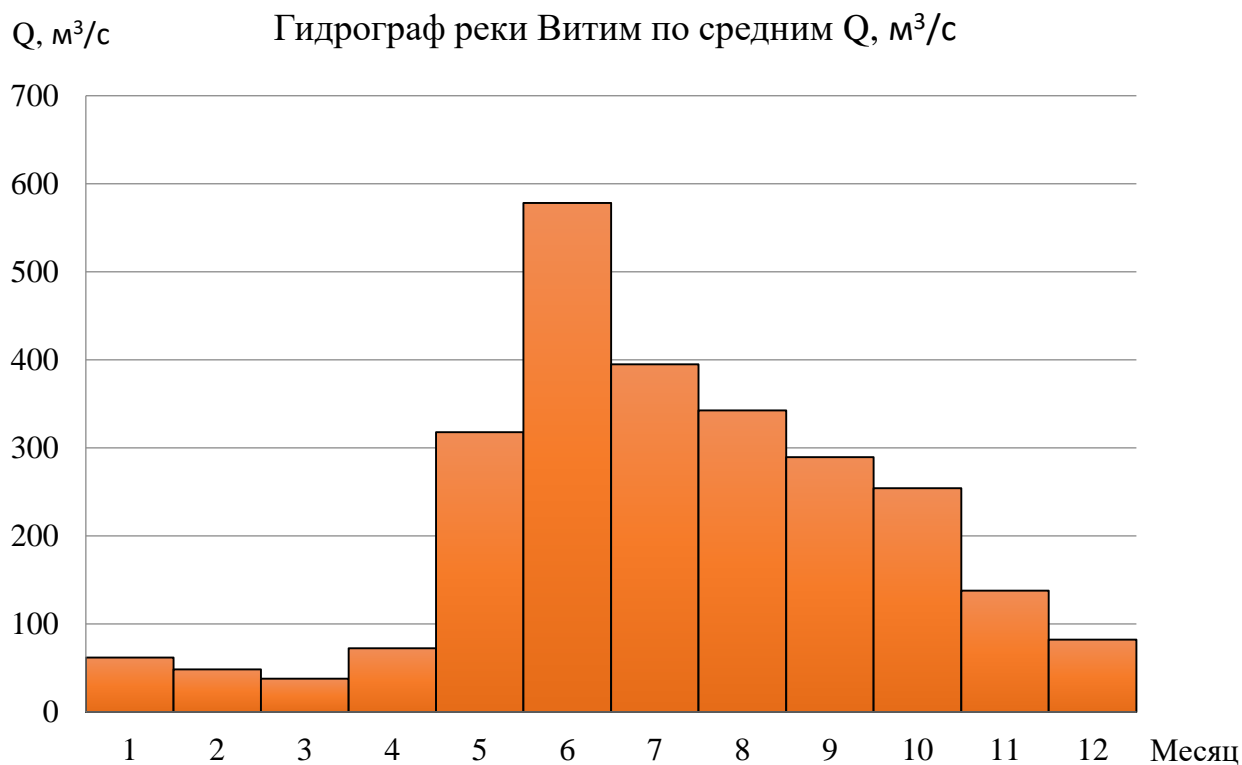


Рисунок 1.1 – Гидрограф реки Витим

Средней многолетний расход равен 218 м<sup>3</sup>/с,  
Q<sub>тах расч.</sub> = 1892 м<sup>3</sup>/с.

## 1.2. Кривые связи

### 1.2.1 Кривая зависимости объёмов водохранилища от уровня воды в верхнем бьефе

Выбрав нужное место для створа, находим по карте площадь затопления при различных отметках с одинаковой разностью высот.

Отметка дна створа 233 м. В таблице 1.2 представлена Зависимость  $Z_{ВБ} = f(V)$ .

Таблица 1.2 – Зависимость  $Z_{ВБ} = f(V)$

$Z_{ВБ}$ , м	240	253	260	265	268	271	274	276	280	281
$V$ , км <sup>3</sup>	0	0,32	0,64	0,96	1,28	1,6	1,92	2,24	2,88	3,2

Вычисляем элементарный объем для каждой разности отметок. Полученные точки наносим на миллиметровке и аппроксимируем. Добавляя полином и высчитывая ошибку, она не должна быть больше допустимой. По полученным данным строится кривая связи, отметок от объёма. По ней выбираем НПУ. НПУ Витимской ГЭС 280 м. Кривые связи представлены на рисунке 1.2.

$$y = -0,152176891046111x^6 + 1,93849947443231x^5 - 10,2157986182719x^4 + 28,9198828227818x^3 - 47,8868858218193x^2 + 52,7573004625737x + 240,0292053788$$

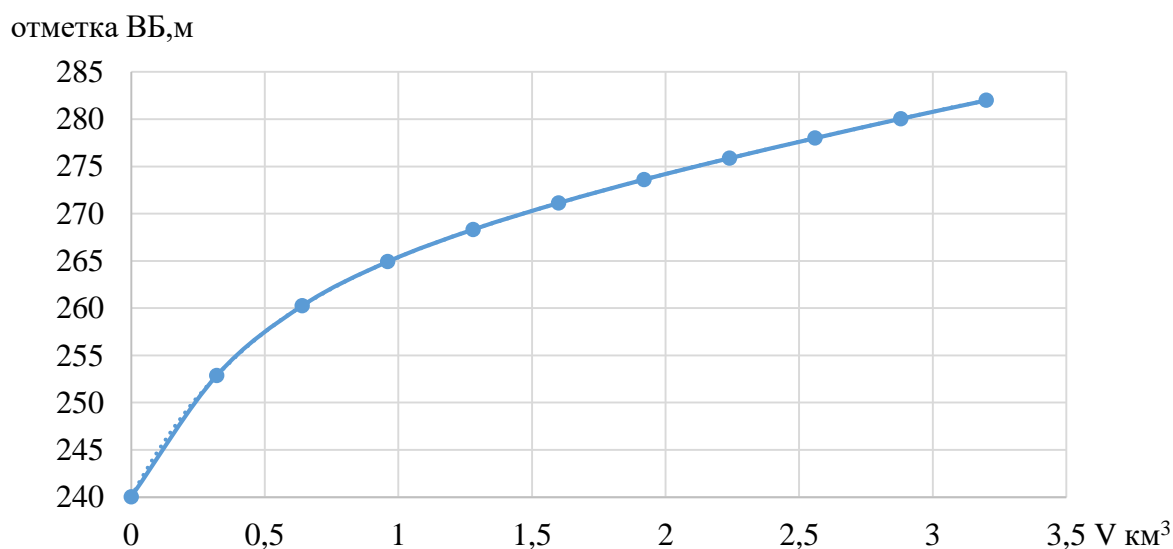


Рисунок 1.2 – Кривая связи объёмов и уровней верхнего бьефа

### 1.2.2 Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла

Измерив ширину створа при различных отметках вычисляем площадь сечения створа. Зная скорость реки найдем расход, домножив на коэффициент

для зимы. Так же отметки переносятся на миллиметровку, аппроксимируются и вычисляется ошибка. По данным строится кривая связи отметок от расходов. В таблице 1.3 представлена зависимость  $Z_{НБ} = f(Q)$  для лета и зимы. Кривые связи представлены на рисунке 1.3.

Таблица 1.3 – Зависимость  $Z_{НБ} = f(Q)$  для лета и зимы

Отметка НБ	$v_{реки}, м/с$	$\omega, м^2$	$Q_{лето}, м^3/с$	Коеф. зимы	$Q_{зимний}, м^3/с$
233	5	0	0	0.9	0
234		9	44		35
236		31	155		124
238		72	361		289
240		123	617		493

Полином по зиме :  $y = 0,000000000000000000000000271051x^4 + 0,0000000070935311569098x^3 - 0,0000709225492272481x^2 + 0,0319479613144722x + 232,98360777575$

Полином по лету :  $y = 0,00000000000000000000000067762635780x^4 + 0,00000000363188794733071x^3 - 0,0000453904314774434x^2 + 0,0255583690327512x + 232,98360778021$

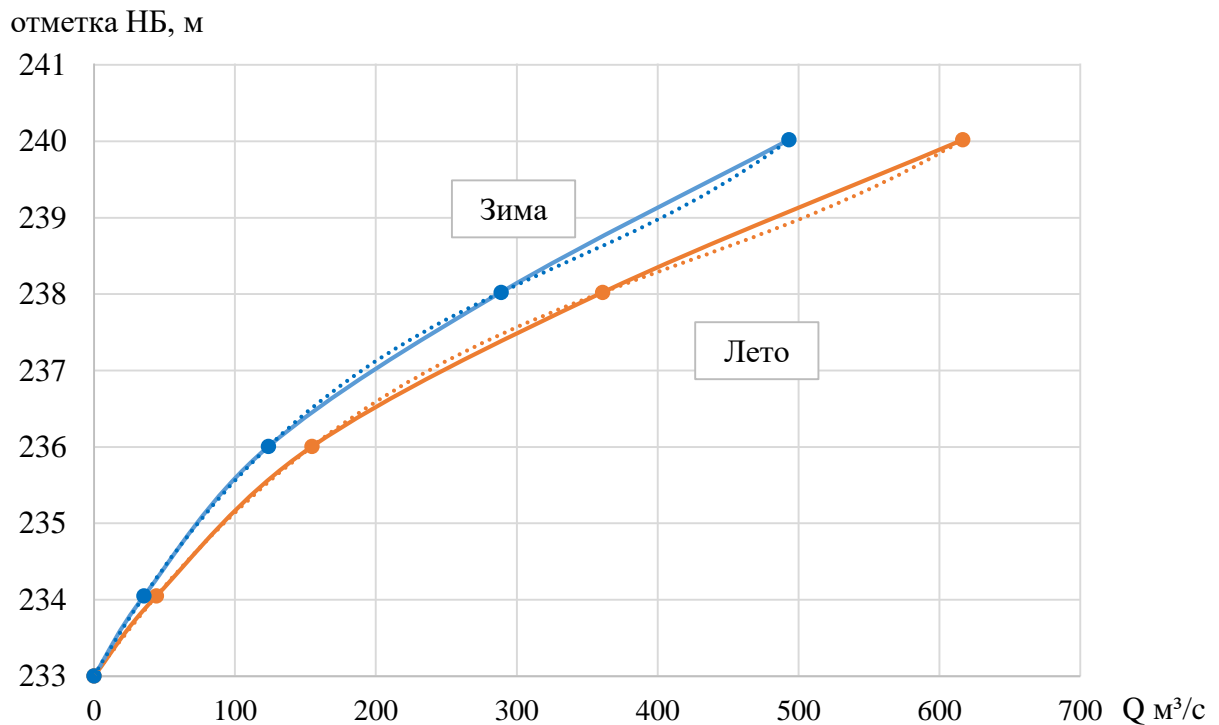


Рисунок 1.3 – Кривые связи расходов и уровней нижнего бьефа для летнего и зимнего периодов

### 1.3 Требования участников ВХК

Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Требования участников ВХК и потери воды

Q, м <sup>3</sup> /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108
Потребление из водохранилища	52	47	46	44	205	426	318	232	201	174	131	72
Фильтрация	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Испарение	1	1	1	1	3	3	4	3	2	1	1	1
Льдообразование	5	0	-4	-5	-10	0	0	0	0	1	6	7
Шлюзование	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

#### 1.4 Данные по энергосистеме

Иркутское РДУ P<sub>max</sub>=6870 МВт

Суточные графики нагрузки РДУ Иркутской области представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Суточные графики нагрузки

часы	зима	лето
1	6074	4418
2	6265	4376
3	6498	4479
4	6640	4646
5	6791	4815
6	6837	4987
7	6803	5039
8	6714	5062
9	6672	5074
10	6635	5049
11	6612	5082
12	6658	5083
13	6729	5033
14	6870	5072
15	6820	5028
16	6730	5050
17	6634	4984
18	6516	5043
19	6371	5055
20	6179	4937

Существующие ГЭС представлены в таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Существующие ГЭС

Название ГЭС	Эгод млн кВт·ч	Нуст, МВт
Иркутская	4100	662
Братская (1/3)	7533	1500

## Окончание таблицы 1.6

Название ГЭС	Эгод млн кВт·ч	Нуст, МВт
Усть-Илимская (1/3)	7233	1280

Аварийный резерв - 10%

Нагрузочный резерв - 3%

Коэффициент мощности  $K_m = 8,8$

Потери напора в водоподводящих сооружениях  $\Delta h = 5$  м.

### 1.5 Топография

Витим — одна из крупнейших рек Восточной Сибири, правый приток Лены, образуется слиянием Витимкана и Чиной. Длина реки — 1837 км (с учётом реки Витимкан — 1978 км).

Начинается при слиянии реки Витимкан с рекой Чиной. С запада на восток огромной дугой окружает в южной части Витимское плоскогорье, далее к северу прорезает Южно-Муйский и Северо-Муйский хребты, разделяет Северо-Байкальское и Патомское нагорья и впадает в Лену. Верхнее и среднее течение Витима расположено в пределах Витимского плоскогорья и Станового нагорья. В нижнем течении долина Витима обрамляет с запада Патомское нагорье. Бассейн Витима расположен в зоне тёмнохвойно-лиственничных лесов, которые с высотой переходят в заросли кедрового стланика, подгольцевые редколесья и мохово-кустарничковую и лишайниковую горную тундру. Резкая континентальность климата связана с устойчивым расположением в регионе Сибирского антициклона в зимний период. С этим связаны значительные контрасты температуры тёплого и холодного сезонов. Средняя температура января  $-26...-31^{\circ}\text{C}$ ; июля  $+17...+21^{\circ}\text{C}$ . Суровые климатические условия способствуют повсеместному распространению многолетней мерзлоты. Состав дна: гравий, галька.

Питание преимущественно дождевое. Средний годовой расход воды у города Бодайбо  $1530 \text{ м}^3/\text{с}$ , в устье — около  $2000 \text{ м}^3/\text{с}$ . Для Витима характерно растянутое половодье (с мая по октябрь) с подъёмом воды до 8—10 м. Наиболее многоводный месяц — июнь (до  $4900 \text{ м}^3/\text{с}$ ). С марта по апрель водоносность реки резко уменьшается (до  $80 \text{ м}^3/\text{с}$ ). Замерзает в начале ноября, вскрывается во 2-й декаде мая. На участке выше с. Калакан река часто перемерзает на 100—120 дней.

Толщина льда достигает 1,5—1,9 м. В верховьях на отдельных участках река промерзает. Вскрытие реки происходит сверху вниз за 7—8 дней во второй половине мая. Среднемноголетний расход взвешенных наносов равен  $55 \text{ кг/с}$  при средней мутности воды 30—50 г/л.

Правые притоки: Куанда, Каренга, Калакан, Калар, Бодайбо, Таксима.

Левые притоки: Ципа, Муя, Мамакан, Мама.

Расположение створа представлено на рисунке 1.4.



Рисунок 1.4 – Вид створа на карте

## **1.6 Природно-климатические условия и потребители**

### **1.6.1 Климат**

Климат Иркутска резко-континентальный. Средние температуры холодного периода года варьируют от минус 12 °С до минус 20 °С, а теплого от 16 °С до 20 °С. Среднее выпадение осадков около 450 мм в год. После постройки Иркутской ГЭС (площадь 185 км<sup>2</sup>), а позднее других гидроэлектростанций Ангарского каскада, климат в городе и окрестностях стал менее континентальным. Понизились температуры летнего периода, а зимы стали характеризоваться повышенными температурами относительно периода до постройки гидроэлектростанций.

### **1.6.2 Сейсмологические условия**

Согласно с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Витимской ГЭС равна 6 баллам шкалы MSK-64.

### **1.6.3 Геология**

По геологической карте определено, что в районе створа Витимской ГЭС нет зон тектонического контакта.

В основании реки Витим – скальные породы: гранит.

### **1.6.4 Годовые графики нагрузки**

Строятся для максимальных и средних значений на основе суточных графиков нагрузки РДУ Сибири. Годовой график максимальной нагрузки представляет собой косинусоидальную функцию:



$$P_t^{\max} = a + b \cdot \cos(30^\circ t - 15^\circ), \quad (1.1)$$

где  $t$  – номера месяцев;  $a$  и  $b$  – коэффициенты, вычисляемые по формулам:

$$a = \frac{P_3^{\max} + P_L^{\max}}{2} = \frac{6870 + 5083}{2} = 5976, \quad (1.2)$$

$$b = \frac{P_3^{\max} - P_L^{\max}}{2} = \frac{6870 - 5083}{2} = 893, \quad (1.3)$$

где  $P_3^{\max}$  – максимальное потребление в зимние сутки, а  $P_L^{\max}$  – максимальное потребление в летние сутки.

Среднемесячные нагрузки энергосистемы рассчитаем по формулам:

$$P_t^{\text{cp}} = a_1 + b_1 \cdot \cos(30^\circ t - 15^\circ), \quad (1.4)$$

$$a_1 = \frac{P_3^{\text{cp}} + P_L^{\text{cp}}}{2} = \frac{1491 + 887}{2} = 1189, \quad (1.5)$$

$$b_1 = \frac{P_3^{\text{cp}} - P_L^{\text{cp}}}{2} = \frac{1491 - 887}{2} = 302, \quad (1.6)$$

где  $P_3^{\text{cp}}$  – среднее потребление в зимние сутки, а  $P_L^{\text{cp}}$  – среднее потребление в летние сутки.

Данные для построения годовых графиков нагрузки заносятся в таблицу 1.7.

Таблица 1.7 – Таблица для построения годовых графиков нагрузки

$t$	$\alpha$	$\cos$	Pt.max	Pt.средн
1	0,262	0,966	6839	6477
2	0,785	0,707	6608	6263
3	1,308	0,259	6208	5893
4	1,832	-0,258	5746	5465
5	2,355	-0,706	5345	5095
6	2,878	-0,966	5114	4881
7	3,402	-0,966	5113	4880
8	3,925	-0,709	5343	5093
9	4,448	-0,261	5743	5463
10	4,972	0,256	6205	5890
11	5,495	0,705	6606	6261
12	6,018	0,965	6838	6476

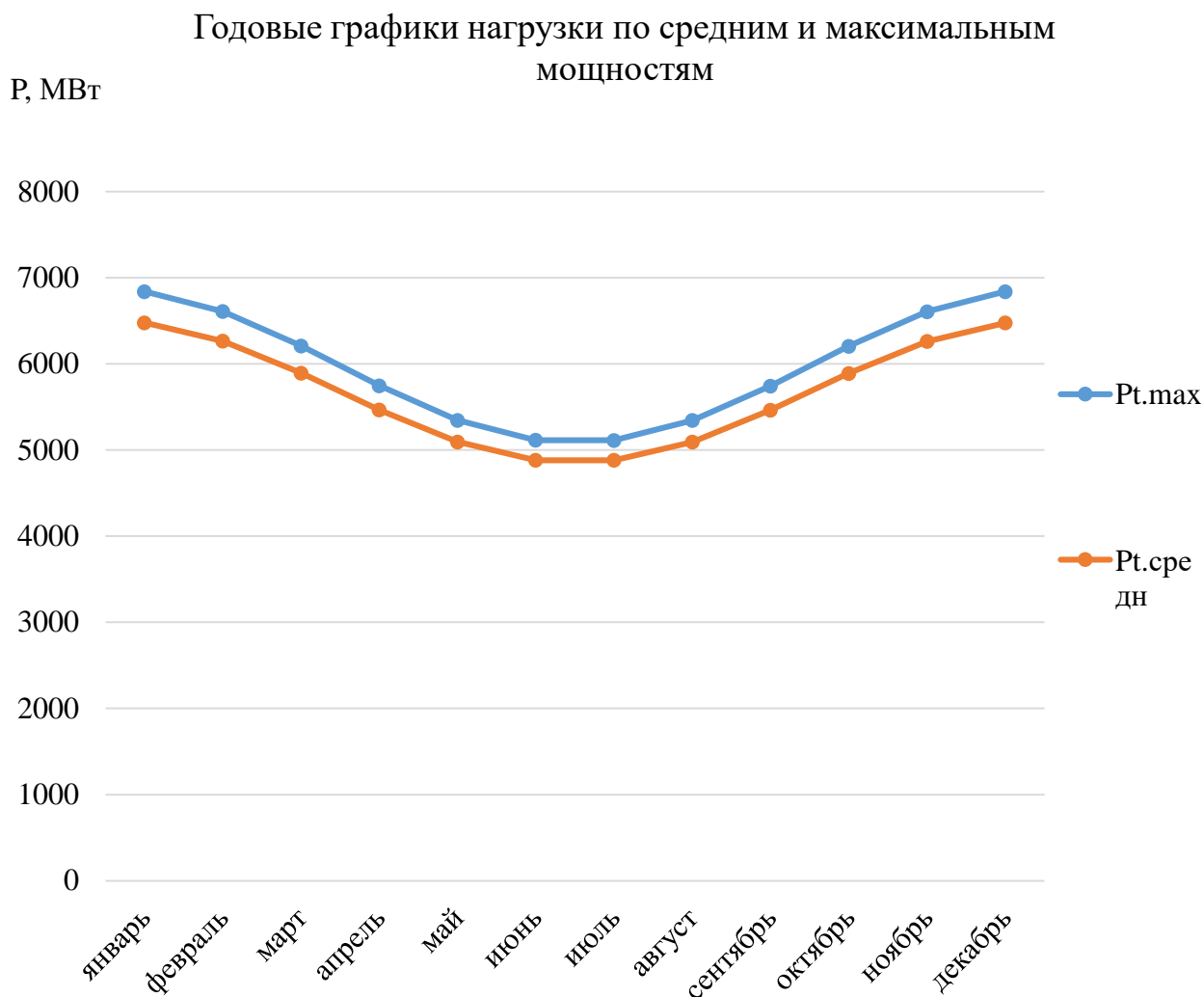


Рисунок 1.5 – Максимальный и среднегодовой график нагрузки

### 1.6.5 Построение интегральных кривых нагрузки энергосистемы

В данном курсовом проекте рассматриваются характерные суточные графики нагрузки для двух периодов: весенне-летнего и осенне-зимнего. Для краткости в дальнейшем первый график называется летним, второй — зимним.

Для расчета этих графиков данные берутся с сайта системного оператора.

Проектируемая станция входит в филиал АО «СО ЕЭС» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Иркутской области» (Иркутское РДУ) осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления объектами электроэнергетики на территории Иркутской области.

Существующие ГЭС, входящие в состав РДУ:

Иркутская ГЭС ( $N = 662$  МВт,  $\mathcal{E}_{\text{год}} = 4100$  млн. кВт · ч);

Часть (1/3) Братской ГЭС ( $N = 1500$  МВт,  $\mathcal{E}_{\text{год}} = 7533$  млн. кВт · ч).

Часть(1/3)Усть-Илимской ГЭС( $N = 1280$ МВт,  $\mathcal{E}_{\text{год}} = 7233$  млн. кВт · ч).

Интегральные кривые нагрузки строятся по данным, полученным в результате ранжирования мощности по убыванию, делению её на зоны, соответствующим приращениям нагрузки и выработке электроэнергии в данных зонах. Данные расчетов для зимы и лета представлены в таблице 1.8, 1.9 соответственно.

### 1.6.6 Размещение существующих ГЭС на ИКН

Построим прямоугольные треугольники, один катет которого равен выработке станции за сутки, а второй катет равен установленной мощности существующих ГЭС.

Таблица 1.8 – ИКН зима

ИКН зима					
$P_{\text{ранж}},$ МВт	$\Delta P,$ МВт	$\Delta t,$ ч	$\Delta \mathcal{E},$ млн КВт·ч	$\Delta P_{\text{сум}},$ МВт	$\Delta \mathcal{E},$ млн КВт·ч
6870	33	1	33	33	33
6837	16	2	33	49	66
6820	18	3	53	67	119
6803	12	4	47	79	166
6791	61	5	305	140	471
6730	1	6	7	141	478
6729	15	7	104	156	582
6714	42	8	337	198	919
6672	14	9	123	212	1042
6658	18	10	182	230	1224
6640	5	11	57	235	1282
6635	0	12	6	236	1287
6634	22	13	286	258	1573
6612	96	14	1344	354	2917
6516	18	15	273	372	3190
6498	127	16	2031	499	5221
6371	106	17	1796	604	7018
6265	87	18	1557	691	8575
6179	105	19	1994	796	10569
6074	5	20	99	801	10669
6069	44	21	928	845	11597
6025	29	22	629	874	12226
5996	15	23	348	889	12574
5981	5981	24	143540	6870	156115

Таблица 1.9 – ИКН лето

ИКН лето					
$P_{\text{ранж}}, \text{ МВт}$	$\Delta P, \text{ МВт}$	$\Delta t, \text{ ч}$	$\Delta \mathcal{E}, \text{ млн КВт}\cdot\text{ч}$	$\Delta P_{\text{сум}}, \text{ МВт}$	$\Delta \mathcal{E}, \text{ млн КВт}\cdot\text{ч}$
5083	1	1	1	1	1
5082	8	2	16	9	17
5074	2	3	7	11	24
5072	10	4	40	21	63
5062	7	5	35	28	99
5055	5	6	31	33	130
5049	6	8	51	40	183
5043	4	9	32	44	215
5039	6	10	61	50	276
5033	5	11	57	55	333
5028	41	12	491	96	824
4987	3	13	43	99	867
4984	47	14	662	146	1529
4937	121	15	1819	268	3348
4815	129	16	2058	396	5406
4687	40	17	687	437	6093
4646	95	18	1711	532	7804
4551	73	19	1379	604	9183
4479	24	20	473	628	9656
4451	32	22	707	665	10457
4418	43	23	979	707	11436
4376	4376	24	105021	5083	116457

Суточный график нагрузки и ИКН (зима) представлен на рисунке 1.6.

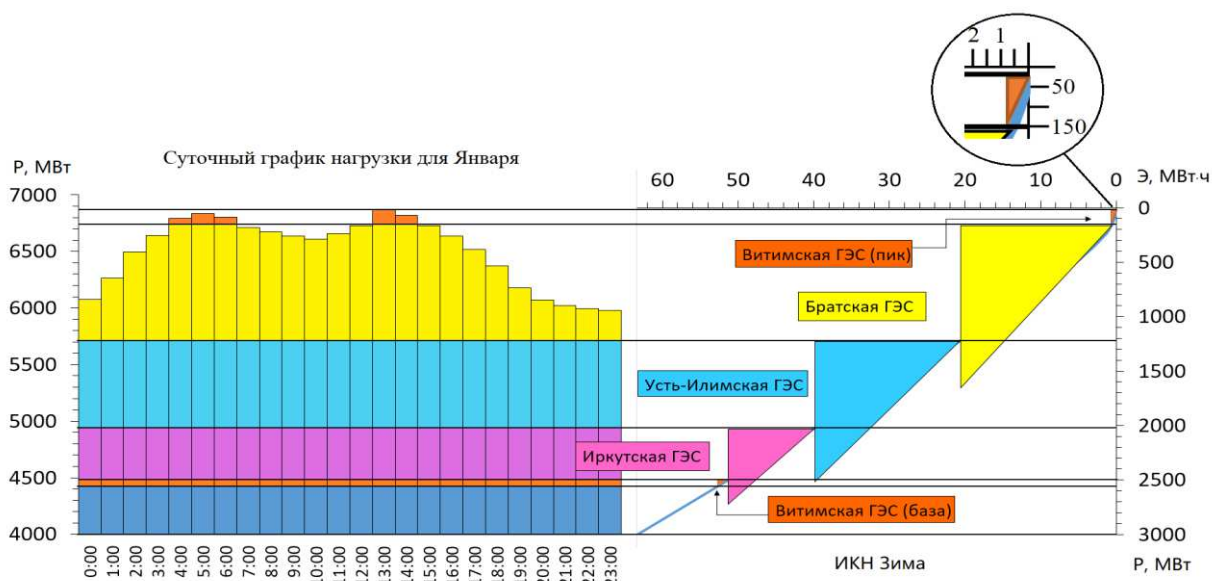


Рисунок 1.6 – Суточный график нагрузки и ИКН (зима)

Суточный график нагрузки и ИКН (лето) представлен на рисунке 1.7.

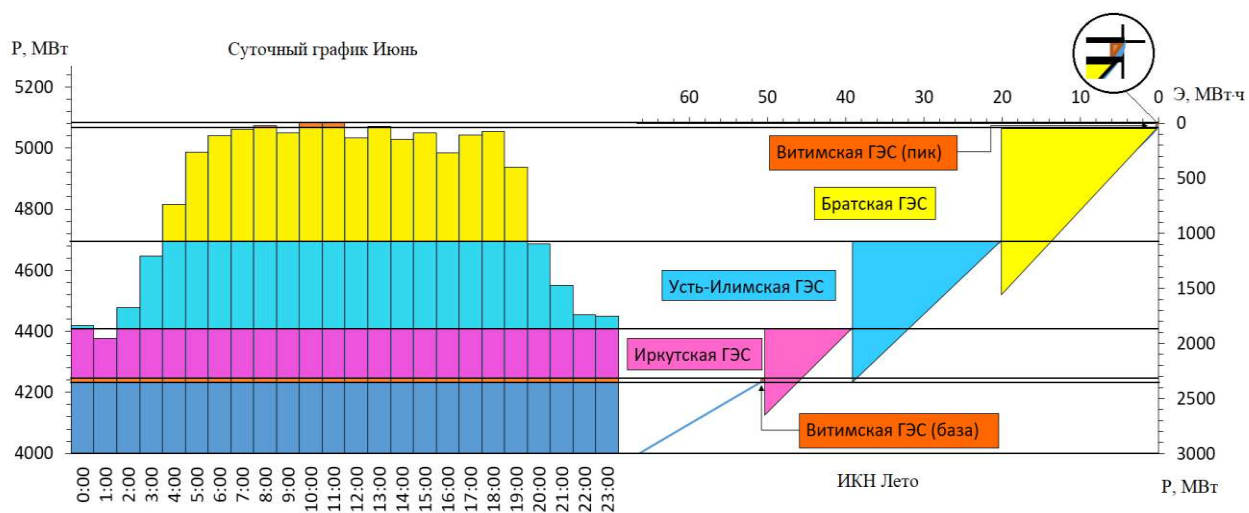


Рисунок 1.7 – Суточный график нагрузки и ИКН (лето)

## 2 Водно-энергетические расчеты

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

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов (метод реального года) целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). Считаем, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу ( $Q_{п} \geq Q_{ср.год}$ ). Тогда остальные месяцы составят маловодный период ( $Q_{м} < Q_{ср.год}$ ).

$$P(m) = \frac{m}{n + 1} \cdot 100, \quad (2.1)$$

Далее вычисляем средние расходы за год, период межени и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания и по формуле 2.1 вычисляем обеспеченности. Результаты заносятся в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Данные для кривых обеспеченности

P %	Ср.годовой		Ср.половодье		Ср.межень	
	Годы	$Q_{ср.год}, M^3/c$	Годы	$Q_{полов.}, M^3/c$	Годы	$Q_{меж.}, M^3/c$
2	1969	377	1969	636	1969	117
4	1971	353	1971	596	1968	116
6	1983	332	1983	587	1971	110
8	1955	316	1955	550	1970	106
10	1970	299	1970	492	1953	104
12	1953	283	1953	462	1966	102
14	1968	275	1973	444	1982	100
16	1973	262	1968	434	1981	94
18	1944	249	1944	423	1960	89
20	1981	242	1957	417	1958	87
22	1957	240	1961	392	1962	87
24	1960	239	1981	390	1955	82
25	1961	229	1960	389	1949	81
27	1966	226	1951	385	1956	80
29	1962	223	1945	378	1973	80
31	1945	222	1964	376	1972	79
33	1942	220	1965	375	1943	79
35	1965	217	1942	370	1954	78
37	1951	216	1962	360	1939	77
39	1972	216	1963	359	1959	77
41	1963	215	1984	356	1952	74
43	1956	210	1947	353	1944	74
45	1978	209	1972	353	1967	74
47	1939	208	1966	350	1946	71
49	1964	207	1974	346	1963	70

Окончание таблицы 2.1

P %	Ср.годовой		Ср.половодье		Ср.межень	
	Годы	Q <sub>ср.год</sub> , м <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>ср.год</sub> , м <sup>3</sup> /с	Годы	Q <sub>ср.год</sub> , м <sup>3</sup> /с
51	1984	207	1976	346	1942	70
53	1967	207	1940	345	1941	70
55	1975	204	1956	341	1980	69
57	1976	203	1948	341	1950	68
59	1974	203	1975	340	1975	68
61	1943	202	1967	339	1987	68
63	1940	197	1939	338	1945	66
65	1979	196	1982	334	1961	66
67	1941	195	1979	331	1977	65
69	1954	195	1985	325	1986	65
71	1954	195	1985	325	1986	65
73	1947	195	1943	325	1957	63
75	1985	193	1941	320	1979	62
76	1958	193	1954	311	1985	60
80	1949	189	1958	298	1965	60
82	1952	179	1949	297	1974	60
84	1988	178	1952	285	1984	58
86	1980	172	1980	274	1978	50
88	1950	165	1950	263	1940	49
90	1977	162	1977	259	1951	47
92	1987	157	1987	247	1988	45
94	1959	146	1959	215	1948	43
96	1946	143	1946	214	1964	38
98	1986	136	1986	207	1947	36

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке А.1 в приложении А.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года в проекте принимаются равными 90 и 50%, соответственно.

Поэтому проверяем чтобы на всех трех кривых был отмечен один и тот же год.

Если на трех кривых при заданной обеспеченности оказываются разные года, то в этом случае необходимо найти коэффициенты приведения и привести расчетный год к заданной обеспеченности.

Расчетные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года в проекте принимаем равными 90 и 50% соответственно.

## 2.2 Коэффициенты для расчетного средневодного года (P=50%)

На кривых отсутствует конкретные год. Определим ближайшие годы (1939 – 1964) и рассчитаем коэффициенты:

1939 год

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз.пол}}}{Q_{\Pi 1939}} = \frac{348}{338} = 1,03, \quad (2.3)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{баз.меж}}}{Q_{\text{М}1939}} = \frac{71}{77} = 0,92, \quad (2.4)$$

1964 год

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз.пол}}}{Q_{\Pi 1964}} = \frac{346}{376} = 0,92, \quad (2.5)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{баз.меж}}}{Q_{\text{М}1964}} = \frac{70}{38} = 1,84, \quad (2.6)$$

Выбираем 1939 год, так как его коэффициенты ближе всего к единице. Заносим данные расходов в расчетном средневодном году 1939 (P=50%), м<sup>3</sup>/с с приведением в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Расходы в расчетном средневодном году 1939 (P=50%), м<sup>3</sup>/с с приведением

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.год.</sub>
Исходные	75	43	36	72	214	484	406	329	310	287	131	105	208

### 2.3 Коэффициенты для расчетного средневодного года (P=90%)

1977 год

$$K_{\Pi} = \frac{Q_{\text{баз.пол}}}{Q_{\Pi 1977}} = \frac{259}{259} = 1, \quad (2.7)$$

$$K_{\text{М}} = \frac{Q_{\text{баз.меж}}}{Q_{\text{М}1977}} = \frac{47}{65} = 0,72, \quad (2.8)$$

Так как один коэффициент понижающий, а другой равен 1, то для данного года не приводят корректировки, так как они повлияют на среднегодовой расход.

Проверим, не превышают ли в какие-либо месяцы расходы маловодного года аналогичных расходов средневодного года. Расчеты средневодного года (P=50%) с корректировкой представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расчеты средневодного года (P=50%) с корректировкой

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{50\%} - Q_{90\%}$	17	-7	-13	22	11	69	98	85	116	120	-11	25
Изменения $Q_{50\%}$	0	7	13	0	0	0	0	0	0	0	11	0
$Q_{50\%}$ с корректировкой	69	47	46	66	216	484	403	330	317	294	131	97



Расходы в расчетном маловодном и средневодном году представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Расходы в расчетном маловодном и средневодном году

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q <sub>ср.год</sub>
P=90%	52	47	46	44	205	426	318	232	201	174	131	72	162
P=50%	69	47	46	66	216	484	403	330	317	294	131	97	208

Гидрограф маловодного и средневодного года представлен на рисунке 2.1.

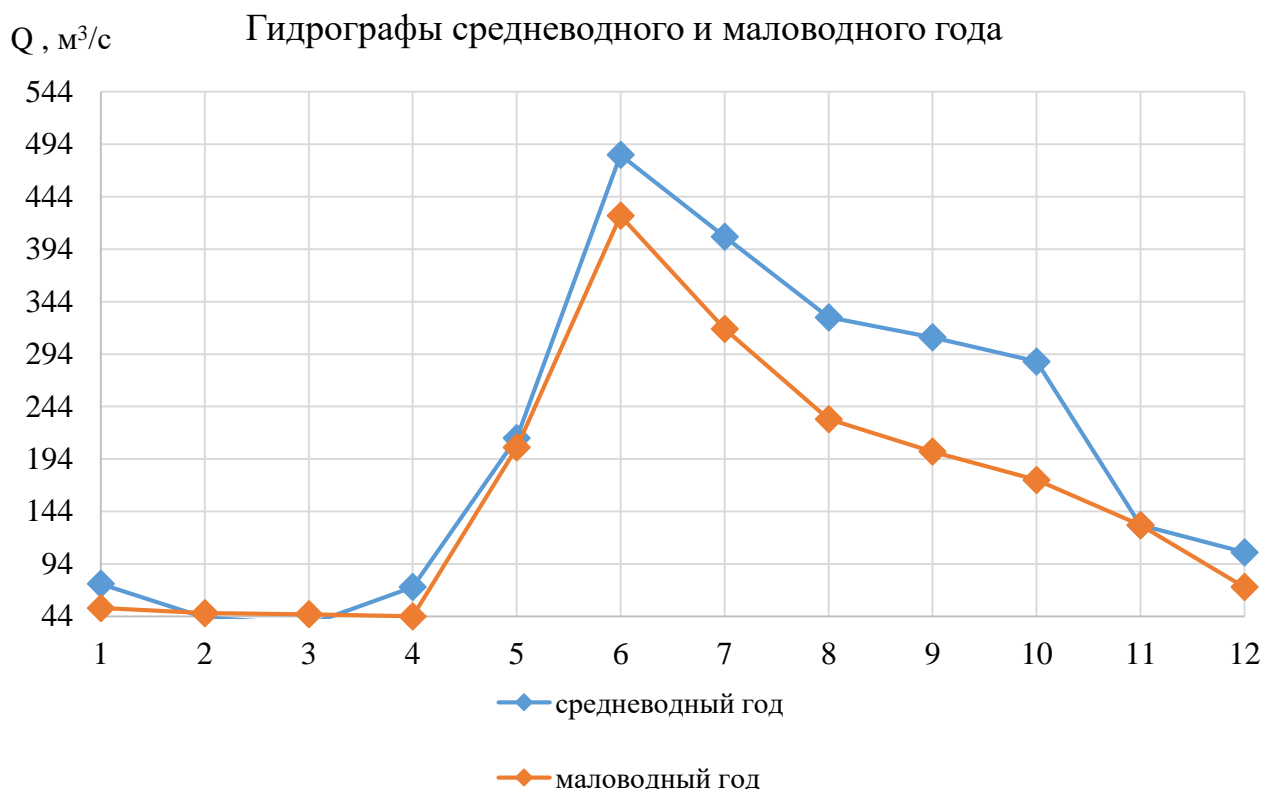


Рисунок 2.1 – Гидрограф маловодного и средневодного года

## 2.4 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований ВХК

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

Для выбранного расчетного маловодного года (1977г.) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{Быт.ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.9)$$

где  $k_N$  – коэффициент мощности,  $k_N = 8,8$ ;

$Q^{\text{пр}90\%}$  – бытовой расход расчетного маловодного года, м³/с;

$H_{ГЭС}^{подв}$  – подведенный напор ГЭС, м.

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

где  $Z_{ВБ}$  – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке  $\nabla$  НПУ, м;

$Z_{НБ}(Q_{НБ}(t))$  – уровень нижнего бьефа, определенный по летней или зимней кривой связи, м;

$\Delta h$  – потери напора в водоподводящих сооружениях,  $\Delta h = 0,5$  м.

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

$$N_{ВХК} = k_N \cdot Q_{ВХК} \cdot H_{ГЭС}^{подв}, \quad (2.11)$$

где  $Q_{ВХК}$  – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, м<sup>3</sup>/с.

В таблице 2.5 приведены показатели режима работы без регулирования с учетом ВХК.

Таблица 2.5 – Режим работы без регулирования с учетом ВХК

месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{быт\ 90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	52	47	46	44	205	426	318	232	201	174	131	72
$\Sigma Q_{потерь}, \text{ м}^3/\text{с}$	7	2	-2	-3	-6	4	5	4	3	3	8	9
$Q_{пол}, \text{ м}^3/\text{с}$	45	45	48	47	211	422	314	228	198	171	123	63
Работа по водотоку												
$Q_{быт\ 90\%}, \text{ м}^3/\text{с}$	52	47	46	44	205	426	318	232	201	174	131	72
$Z_{НПУ}, \text{ м}$	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
$Z_{НБ}, \text{ м}$	234	234	234	234	237	238	238	237	237	236	236	234
$H, \text{ м}$	39	44	48	49	50	37	38	39	41	40	36	37
Работа по ВХК												
$Q_{ВХК}, \text{ м}^3/\text{с}$	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108	108
$Z_{НПУ}, \text{ м}$	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280
$Z_{НБ}, \text{ м}$	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235
$H, \text{ м}$	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
$N_{быт} - N_{ВХК}$	-27	-25	-22	-22	50	97	62	37	28	18	-3	-22

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК. Мощность, которую мы можем распределить в месяцы регулирования, рассчитывается по формуле:

$$N_{быт} - N_{ВХК} = 170 \text{ МВт}. \quad (2.12)$$

## 2.5 Баланс энергии

Следующим этапом рассчитанные 2 режима работы проектируемой ГЭС вписываются в годовой график среднемесячных нагрузок энергосистемы с уже вписанными на нём существующими ГЭС. В качестве существующих ГЭС возьмем мощность Иркутской ГЭС, часть Братской ГЭС и часть Усть-Илимской ГЭС. Покрытие годового графика среднемесячных нагрузок энергосистемы представлено на рисунке А.2 в приложении А. Данные для построения баланса энергии занесем в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Данные для построения баланса энергии

t, мес.	$P_{cp}$ , МВт	$N_{сущ. г\acute{e}с}$ , МВт	$N_{быт}$ , МВт	$N_{вхк}$ , МВт
1	6477	3442	15	43
2	6263	3442	17	43
3	5893	3442	20	43
4	5465	3442	20	43
5	5095	3442	93	43
6	4881	3442	139	43
7	4880	3442	104	43
8	5093	3442	79	43
9	5463	3442	71	43
10	5890	3442	61	43
11	6261	3442	39	43
12	6476	3442	20	43

В данном случае излишек мощности хватило на выдачу гарантированной мощности в двух месяцах (январь и декабрь). В месяцы, не попавшие под регулирование, работаем по мощности ВХК. В месяцы, попавшие под регулирование, работаем на мощности равные сумме  $N_{вхк}$  и  $N_{изб}$  для конкретного месяца. В результате гарантированная мощность января и декабря составляет 126 МВт.

$$N_{Гар} = N_{вхк} + N_{изб}, \quad (2.13)$$

Водно-энергетический расчет на сработку- наполнение водохранилища (90%).

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является:

- определение гарантированной мощности, проектируемой ГЭС;
- отметки ВУМО;
- полезный объем водохранилища.

Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен  $\nabla_{НПУ} = 280$  м. Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей. Полученные расчеты заносим в таблицу А.1. Таблица А.1 представлена в приложении А.

Для правильного расчета мы должны соблюдать три условия:

- $Q_{НБ} = Q_{ВХК}$ ,
- $Z_{ВБнач} = Z_{ВБкон}$ ,
- $N_{ГЭС} = N_{Гар}$ .

В данном расчете видно, что отметка ВБ в конце сработки выше первоначальную отметку на 0,01 метра. Это означает, что необходимо выполнить корректировку  $N_{Гар}$ .

Далее производим расчёт сработки-наполнения водохранилища, уменьшая мощности гарантированную тех месяцев, которые попали под регулирование, до тех пор, пока не будет произведён полный цикл сработки-наполнения (таблица А.2). Таблица А.2 представлена в приложении А.

Результаты расчетов ВЭР по условию маловодного года:

- гарантированная мощность января, декабря –  $N_{Гар} = 126$  МВт;
- уровень мёртвого объёма – УМО = 267,22 (м).
- полезный объем –  $V_{полезн} = 2,87$  (км<sup>3</sup>).

## 2.6 Определение типа регулирования

Для определения типа регулирования определяется коэффициент зарегулированности стока  $\beta$ . Среднемноголетний сток находится по формуле:

$$\bar{W} = \bar{Q} \cdot t = \frac{218 \cdot 31536000}{10^9} = 6,88 \text{ км}^3, \quad (2.14)$$

где  $\bar{Q}$  – среднемноголетний расход;

$t$  – число секунд в году.

$$\beta = \frac{V_{пол}}{\bar{W}} = \frac{2,07}{6,88} = 0,3, \quad (2.15)$$

где  $V_{пол}$  – полезный объем водохранилища.

Следовательно, на проектируемой станции будет годичный тип регулирования.

## 2.7 Определение рабочей мощности проектируемой ГЭС в январе

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы существующих электростанций Иркутской ГЭС, Братской ГЭС, Усть-Илимской ГЭС и проектируемой Витимской ГЭС. Выработку существующих ГЭС нашли на сайте системного оператора. Проектируемая станция вписывается в график суточных нагрузок.

$$N_{баз} = (8,8 \cdot Q_{сан.поп} \cdot H) / 1000, \quad (2.16)$$

$$\mathcal{E}_{баз} = (N_{баз} \cdot 24) / 1000, \quad (2.17)$$

$$\mathcal{E}_{\text{гар}} = N_{\text{гар}} \cdot 24 / 1000, \quad (2.18)$$

$$\mathcal{E}_{\text{п}} = \mathcal{E}_{\text{гар}} - \mathcal{E}_{\text{баз}}, \quad (2.19)$$

$$N_{\text{раб}} = N_{\text{п}} + N_{\text{баз}}, \quad (2.20)$$

Установленную мощность ГЭС представляем в виде суммы:

$$N_{\text{уст}} = N_{\text{раб}} + N_{\text{нагр.рез}}, \quad (2.21)$$

Нагрузочный резерв системы определяется из условия поддержания частоты и напряжения в допустимых пределах. Этот резерв составляет 3% зимнего максимума нагрузки и распределяется между проектируемой станцией и уже существующими станциями. Расчёт рабочей мощности заносится в таблицу 2.7.

$$N_{\text{уст}} = 243 + 17 = 260 \text{ МВт},$$

Таблица 2.7 – расчёт рабочей мощности

Месяц	N гар	Эсуг	Эб	Эп	Nб	Nп	Nр
1	126	3024	1512	1512	63	180	243
2	26	624	312	312	13	40	53
3	24	576	288	288	12	30	42
4	21	504	252	252	11	23	34
5	22	528	264	264	11	18	29
6	29	696	348	348	15	40	55
7	35	840	420	420	18	50	68
8	38	912	456	456	19	56	75
9	40	960	480	480	20	60	80
10	41	984	492	492	21	61	82
11	42	1008	504	504	21	62	83
12	126	3024	1512	1512	63	180	243

## 2.8 Баланс мощности

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем следующее: аварийный резерв составляет 10% от рабочей мощности, нагрузочный резерв- 3% от рабочей мощности. Результаты расчетов приведены в таблице 2.8. Баланс мощности представлен на рисунке А.3 в приложении А.

Таблица 2.8 – баланс мощности

месяц	ЭС		Пр.ГЭС			Сущ.ГЭС			ГЭС		
	P <sub>tmax</sub>	P <sub>нагр.рез</sub>	N <sub>раб</sub>	N <sub>нагр</sub>	N <sub>рем</sub>	N <sub>раб</sub>	N <sub>нагр</sub>	N <sub>рем</sub>	N <sub>раб</sub>	N <sub>ав</sub>	N <sub>рем</sub>
I	6839	70	243	17		2584	53		4012	401	
II	6608	70	53	10		2563	60		3992	399	
III	6208	60	42	9		2154	51		4012	401	
IV	5746	60	34	8		1938	52		3774	377	
V	5345	50	29	7		1874	43		3442	344	44
VI	5114	50	55	10		1723	40		3336	334	286
VII	5113	50	68	11		1723	39		3322	332	288
VIII	5343	50	75	12		1874	38		3394	339	51
IX	5743	60	80	13		1938	47		3725	372	
X	6205	60	82	14		2154	46	431	3970	397	
XI	6606	70	83	15	41	2563	55		3960	396	
XII	6838	70	243	17		2584	53		4011	401	

Ремонтные площади:

$$F_{\text{рем}}^{\text{прГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{прГЭС}}}{6} = 41 \text{ МВт}, \quad (2.22)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{сущ.ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{прГЭС}}}{6} = 431 \text{ МВт}, \quad (2.23)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{ГЭС}} = \frac{1 \cdot N_{\text{уст}}^{\text{прГЭС}}}{4} \cdot \frac{1}{2} = 669 \text{ МВт}, \quad (2.24)$$

## 2.9 Водно-энергетический расчет режима работы ГЭС с средним по водности году (50%)

Водно-энергетические расчеты в средних по водности условиях проводятся для оценки среднемноголетней выработки энергии ГЭС. Поскольку сработать водохранилище можно разными способами, то проводится не менее двух расчетов. Первый вариант: по графику сработки маловодного года с увеличением выдаваемой мощности за счет увеличения притоков в средневодном году относительно маловодного. Второй вариант: в начале сработки выдаем мощности маловодного года, а далее работаем при более высоких напорах, чем в маловодном году теми мощностями, которые позволяют использовать всю ёмкость водохранилища. Наибольшая выработка из этих вариантов объявляется среднемноголетней выработкой ГЭС.

Водно-энергетический расчет для средневодного года выполняется аналогично маловодному. Результаты расчета представлены в приложении А для первого и второго режима соответственно.

Среднегодовая выработка по первому варианту расчета равна:  $\sum \mathcal{E} = 538,1$  млн кВт·ч, а по второму:  $\sum \mathcal{E} = 549,2$  млн кВт·ч. Таким образом, из двух вариантов принимаем наибольшую выработку и объявляем её среднеегодовой  $\mathcal{E}_{\text{ср.многолет}} = 549,2$  млн кВт·ч. График сработки и наполнения водохранилища ГЭС представлен на рисунке 2.4.

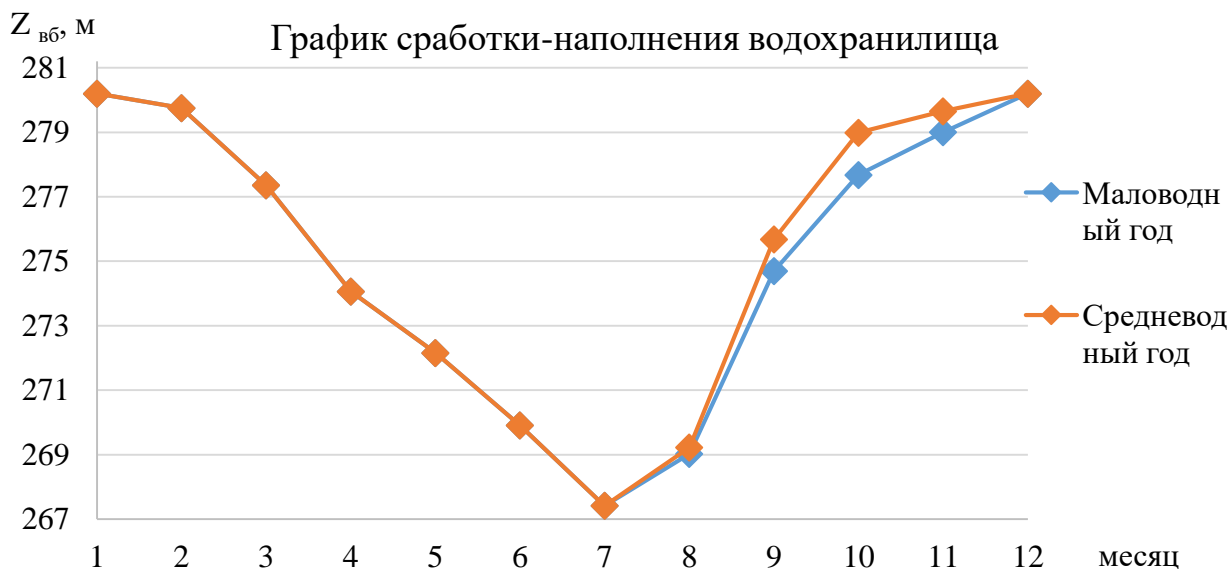


Рисунок 2.4 – График сработки и наполнения водохранилища ГЭС

### 3 Выбор оборудования

#### 3.1 Режимное поле

Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, наметить такие варианты диаметра рабочего колеса и синхронной частоты вращения, при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды, проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении рабочего колеса.

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

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

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

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

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

Определим ограничения работы турбин:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

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

2) Ограничение по пропускной способности ГЭС, определяемое уравнением:

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

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

$H_p$  – расчетный по мощности напор.

Определяется в точке пересечения линий ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчетного напора. Результаты представлены в таблице 3.1.



Таблица 3.1 – результаты расчета режимного поля Витимской ГЭС

Кривые связи нб для летних и зимних условий		Напорные характеристики			Линия огр. по расч. N уст		Линия огр. по проп.способн.ГЭС	
Q <sub>нб</sub>	Z <sub>нб</sub>	H <sub>нпу</sub>	H <sub>умо</sub>	H <sub>звб</sub>	Q	H	Q	H
0	232,96	47,04	34,26	42,55	420	43,29	499,97	36,36
15	233,38	46,62	33,84	42,13	430	42,28	497,22	35,96
30	233,76	46,24	33,46	41,75	440	41,32	494,44	35,56
40	233,99	46,01	33,23	41,52	450	40,40	491,66	35,16
44,22	234,09	45,91	33,13	41,42	460	39,53	488,85	34,76
50	234,21	45,79	33,01	41,30	470	38,68	486,03	34,36
70	234,62	45,38	32,60	40,89	475	38,28	483,19	33,96
90	234,98	45,02	32,24	40,53	490	37,11	480,34	33,56
110	235,30	44,70	31,92	40,21	500	36,36	477,47	33,16
154,63	235,93	44,07	31,29	39,58			474,58	32,76
200	236,48	43,52	30,74	39,03			471,67	32,36
225	236,75	43,25	30,47	38,76			468,75	31,96
280	237,30	42,70	29,92	38,21			465,81	31,56
361,09	238,05	41,95	29,17	37,46			462,84	31,16
400	238,39	41,61	28,83	37,12			459,86	30,76
500	239,18	40,82	28,04	36,33			456,86	30,36
600	239,83	40,17	27,39	35,68			453,84	29,96
616,56	239,92	40,08	27,30	35,59			450,80	29,56
							447,74	29,16
							444,66	28,76
							441,56	28,36
							438,43	27,96
							435,29	27,56
							432,12	27,16

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности. Оно отображено на рисунке 3.1.

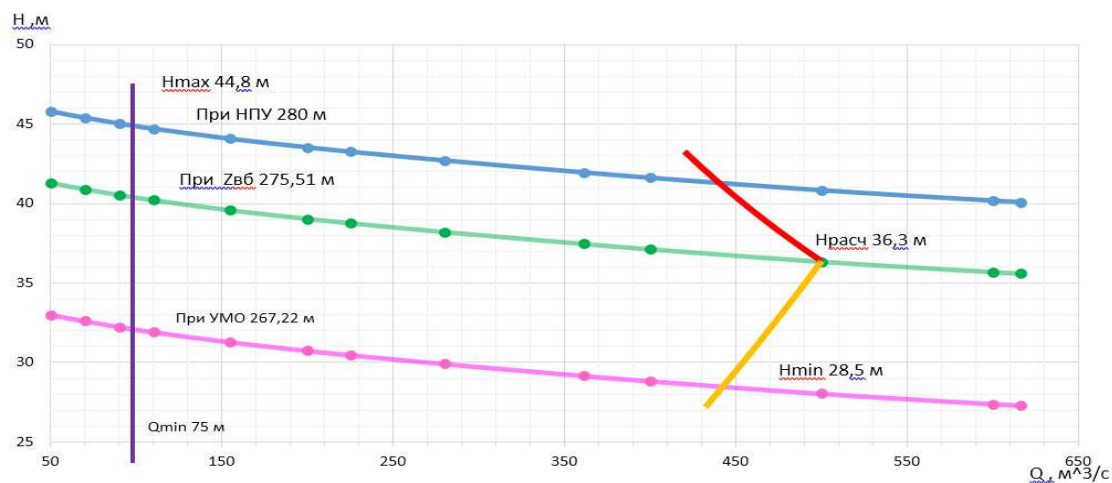


Рисунок 3.1 – Режимное поле проектируемой ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор  $H_{\max} = 44,8$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу  $Q_{\min} = Q_{\text{с.п}} = 75$  м<sup>3</sup>/с;

- расчётный напор  $H_{\text{расч}} = 36,3$  м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор  $H_{\min} = 28,5$  м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

### 3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

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

Значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного, т.е.  $H_{\max} \leq H_{\text{пред.}}$ ;

Отношение  $\frac{H_{\min}}{H_{\max}}$  должно быть не меньше справочных данных;

Максимальный диаметр рабочего колеса должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Для данного максимального напора выбираем следующие реактивные гидротурбины:

Поворотно-лопастная ПЛ-50-В;

Поворотно-лопастная диагональная ПЛД-50-60-В.

Составим таблицу параметров моделей данных гидротурбин (таблица 3.2):

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		ПЛ-50-В	ПЛД-50-60-В
Диапазон регулирования	$H_{\min}/H_{\max}$	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{I \text{ opt}}$ , об/м	116	113
Оптимальный приведенный расход	$Q_{I \text{ opt}}$ , л/с	1520	1710
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{м opt}}$	0,884	0,861
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1\text{max}}$ , л/с	1500	1650
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1\text{max}})$	0,6	0,6

Окончание таблицы 3.2

Параметр		ПЛ-50-В	ПЛД-50-60-В
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1m}, \text{ м}$	0,460	0,350
Напор модельной турбины	$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	12	5
Температура	$t_{\text{мод}}, \text{ }^\circ\text{C}$	21	16

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки Р1, предварительно проведя линию через оптимум КПД.

$$\text{Для ПЛ-50-В: } Q'_{(p1)} = 1,52 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \eta'_{(p1)} = 0,884;$$

$$\text{Для ПЛД-50-60-В: } Q'_{(p1)} = 1,71 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \eta'_{(p1)} = 0,861.$$

Для выбора оптимального рабочего колеса необходимо выполнить основные расчёты для ряда стандартных диаметров. Результаты расчётов представлены в таблицах 3.3, 3.4, для ПЛ-50-В и ПЛД-50-60-В соответственно.

КПД натурной турбины определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \cdot \left( (1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1M}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_M}{H_p^N}} \cdot \sqrt[5]{\frac{v_H}{v_M}} \right), \quad (3.4)$$

$$\begin{aligned} \eta_T &= 1 - (1 - 0,884) \cdot \left( (1 - 0,75) + 0,75 \cdot \sqrt[5]{\frac{0,460}{5,3}} \cdot \sqrt[10]{\frac{12,0}{36,3}} \cdot \sqrt[5]{\frac{0,99}{1,52}} \right) = \\ &= 0,927, \end{aligned}$$

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

$D_1, H_p^N$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$v_M, v_H$  – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натурных и модельных условий  $t_M$ ;  $t_H$ ;

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

Мощность агрегата в расчетной точке, которую далее пересчитываем после уточнения числа агрегатов:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{I_p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{\Gamma}^{\text{cp}}, \quad (3.5)$$

$$N'_a = \frac{9,81 \cdot 1,52 \cdot 5,3^2 \cdot 36,3^{1,5} \cdot 0,927 \cdot 0,97}{1000} = 82,38 \text{ МВт},$$

где  $Q'_{I_p}$  – приведенный расход в расчетной точке;

$D_1, H_p$  – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

$\eta_T$  – КПД натурной гидротурбины;

$\eta_G^{cp}$  – средний КПД генератора (предварительно принимаем 0,965).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$z_a' = \frac{N_{уст}^{прГЭС}}{N'_a}, \quad (3.6)$$

$$z_a' = \frac{260}{82,38} = 3,2 \approx 4,$$

где  $N_{уст}^{прГЭС} = 260$  МВт – расчетная установленная мощность.

Как правило, число агрегатов получается дробное, что требует округления его в большую сторону. Согласно стандарту, округляемое число должно быть кратно 2 или 3. Благодаря этому условию соблюдается симметрия схемы электрических соединений станции.

Поправка на приведенную частоту вращения:

$$\Delta = \frac{\eta_T}{\eta_M}, \quad (3.7)$$

$$\Delta = \frac{0,927}{0,884} = 1,05;$$

где  $\eta_T$  – КПД натурной гидротурбины;

$\eta_M$  – КПД модельной турбины.

Синхронная частота вращения турбины:

$$n_c = \frac{n'_{I_p} \cdot \sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.8)$$

$$n_c = \frac{116 \cdot \sqrt{36,3 \cdot 1,05}}{5,3} = 135,4 \approx 136,4,$$

где  $n'_{I_p}$  – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке;

$\Delta$  - поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчетной точке.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения.

Значения приведенной частоты вращения для напоров  $H_{\max}$ ,  $H_p^N$ ;  $H_{\min}$ , необходимы для нанесения линий приведенной частоты на УХ, которые рассчитываются по формулам:

$$n'_{I\max} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\min} \cdot \Delta}} = \frac{136,4 \cdot 5,3}{\sqrt{28,5 \cdot 1,05}} = 132, \quad (3.9)$$

$$n'_{Ip} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta}} = \frac{136,4 \cdot 5,3}{\sqrt{36,3 \cdot 1,029}} = 117, \quad (3.10)$$

$$n'_{I\min} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{\max} \cdot \Delta}} = \frac{136,4 \cdot 5,3}{\sqrt{44,8 \cdot 1,05}} = 105, \quad (3.11)$$

Окончательное положение расчетной точки на линии  $n'_{Hp}$  с учетом округленного числа агрегатов и уточненной мощности агрегата осуществляется на основании решения следующего уравнения:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\Gamma}^{cp}}, \quad (3.12)$$

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{650000,00}{9,81 \cdot 5,3^2 \cdot 36,3^{1,5} \cdot 0,97} = 1,12,$$

Для полученной расчетной точки необходимо построить линию ограничения по мощности, для этого на линии  $n'_{H\max}$ , аналогичным образом, подставляя в уравнение выше вместо  $H_p^N$  напор  $H_{\max}$  находим точку и соединяем ее с расчетной.

Все расчеты для рассматриваемых турбин сведены в таблицы 3.3 и 3.4.

Таблица – 3.3 Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛ-50-В

$D_1, \text{м}$	5	5,3	5,6	6	6,3
$\eta_{\text{турб}}$	0,9266	0,9271	0,9276	0,9282	0,9286
$N_{\text{агр}}, \text{МВт}$	73,27	82,38	92,01	105,70	116,58
$Za'$	3,5	3,2	2,8	2,5	2,2
$Za$	4	4	3	3	3
$N_{\text{агр}} \text{ МВт}$	65,00	65,00	86,66	86,66	86,66
$m(\Delta 1)$	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
$nc'$	143,11	135,04	127,84	119,36	113,70
$n_{\text{синхр}}$	150	136,4	130,4	120	115,4
$n1'_{H_{\max}}$	137	132	134	132	133
$n1'_{H_p}$	122	117	118	117	118
$n1'_{H_{\min}}$	109	105	107	105	106

Окончание таблицы 3.3

$D_1, \text{м}$	5	5,3	5,6	6	6,3
$Q1 * \eta_p$	1,25	1,11	1,33	1,16	1,05
$\eta_{\text{расчетный}}$	0,90	0,91	0,89	0,91	0,91
$Q1 * \eta_{\text{max}}$	0,91	0,81	0,97	0,84	0,77
$Q_{\text{max}}$	548,89	488,37	437,33	380,84	345,36
$Q_{\text{min}}$	437,79	389,52	348,82	303,76	275,46

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений  $D_1$  гидротурбины ПЛД-50-60-В

$D_1, \text{м}$	4,25	5,30	5,6	6	6,3
$\eta_{\text{турб}}$	0,9127	0,9150	0,9155	0,9162	0,9167
$N_{\text{агр}}, \text{МВт}$	61,97	96,62	107,94	124	136,78
$Za^{\wedge}$	5,2	3,35	3,00	2,61	2,4
$Za$	6	4	3	3	3
$N_{\text{агр}}, \text{МВт}$	54	81	108	108	108
$m(\Delta 1)$	1,06	1,06	1,06	1,06	1,06
$nc^{\wedge}$	190,61	135,13	127,93	119,44	113,79
$n_{\text{синхр}}$	200	142,80	136,40	125,00	125
$n1^{\wedge} N_{\text{max}}$	137,27	138,25	139,49	136,91	143,72
$n1^{\wedge} N_p$	118,57	119,41	120,48	118,26	124,14
$n1^{\wedge} N_{\text{min}}$	104,63	105,38	106,32	104,36	109,55
$Q1 * \eta_p$	1,352	1,304	1,557	1,357	1,23
$\eta_{\text{расчетный}}$	0,888	0,885	0,820	0,878	0,895
$Q1 * \eta_{\text{max}}$	0,929	0,896	0,817	0,932	0,846
$Q_{\text{max}}$	772	496	444	387	350
$Q_{\text{min}}$	1013	650	582	507	460

Проведём анализ выбранных диаметров по следующим критериям:

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

Также необходимо на главной универсальной характеристике построить зону работы для каждого выбранного диаметра.

В результате проведенных построений рабочих зон различных диаметров рабочего колеса турбины ПЛ50-В-500, ПЛД50-В-425 и ПЛД50-В-630 выбывают из рассмотрения, так как рабочая точка выходит за линию ограничения мощности, а также турбина ПЛД50-В-560 так как расчетная точка находится за пределами зоны работы турбины.

Таким образом, продолжим расчет для следующих турбин: ПЛ50-В-530, ПЛ50-В-560, ПЛ50-В-600, ПЛ50-В-630, ПЛД50-В-530, ПЛ50Д-В-560, ПЛД50-В-600.

### 3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Необходимо выполнить одно из важных условий это безкавитационная работа гидротурбины, для этого необходимо определить допустимое заглубление рабочего колеса по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{н.б.}(Q_{н.б.}) + H_s, \quad (3.13)$$

где  $Z_{н.б.}(Q_{н.б.})$  – отметка уровня воды в НБ при  $Q_{н.б.}$ , соответствующим расчётному значению высоты отсасывания  $H_s$ .

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

Работа одного агрегата с установленной мощностью при НПУ;

Работа одного агрегата с расчётной мощностью и  $H_{расч}$ ;

Работа одного агрегата при  $H_{min}$  и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_s = B - \frac{z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{х.пл.}, \quad (3.14)$$

$$H_s = B - \frac{236,73}{900} - 0,32 \cdot 44,8 - 1,5 = 5,77 \text{ м},$$

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

$z_{НБ}(Q_{НБ})$  – отметка НБ при данном расходе;

1,5- конструктивный запас;

$\sigma$  – коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчётных условий;

$Z_{х.пл.}$  – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для ПЛ-турбин  $\Delta Z_{х.пл.}=0$ .

Расчёты всех выбранных гидротурбин представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	$D_1$ , м	$z_a$ , шт	$n_c$ , об/мин	$N_a$ , МВт	$H_{S1}$ , м	$H_{S2}$ , м	$H_{S3}$ , м
ПЛ50-В	5,3	4	136,4	65	-4,5	-5,77	2,58

Из анализа полученных вариантов для ПЛ50 и ПЛД50, была выбрана турбина ПЛ50-В-530, т.к турбина данного диаметра обладает наибольшим значением КПД в расчетной точке, оптимальным количеством агрегатов, которые смогут гарантировать бесперебойную работу станции. Также для

данного диаметра было найдено значение  $N_s$  которое обеспечивает бескавитационный режим.

$$\nabla Z_{p.k.} = 236,73 - 5,77 = 230,96 \text{ м.}$$

### 3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора.

По частоте вращения и мощности подходит СВ-845/140-44Т

Поскольку целью курсового проекта не является расчет основных размеров гидрогенератора, примем их серийными, из источника [6]. Данные гидрогенератора занесены в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Данные гидрогенератора.

S ном, МВт	P ном, МВт	n <sub>синх</sub> , об/мин	cos φ	η	Система возбуждения	Масса ротора,т	Диаметр активной стали, мм	Высота активной стали,мм	Исполнение
56	50,4	136,4	0,9	97,8	Электро- машинная	282	9800	12855	Зонтич ное

### 3.5 Гидромеханический расчёт и построение бетонной спиральной камеры, и определение её геометрических размеров проточной части

В основу гидромеханического расчёта спиральной камеры заложены три условия, которым должен подчиняться поток протекающей в ней жидкости:

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

2. Одинаковая закрутка потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом, т.е.  $v_u r = \text{const}$ , где  $v_u$  – окружная составляющая скорости в любой точке потока;  $r$  – радиус расположения точки.

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

По чертежу проточной части (приложение Б) модельной гидротурбины определяются основные геометрические размеры гидротурбины.

1. Наружный радиус входного сечения

$$R_{вх} = 1,739 \cdot D_1 = 9,217 \text{ м,} \quad (3.15)$$

2. Диаметр расположения входных кромок статора,  $D_a = 8,21 \text{ м:}$

$$r_a = D_a / 2 = 8,21 / 2 = 4,105 \text{ м,} \quad (3.16)$$

3. Диаметр расположения выходных кромок статора,  $D_b = 7,17 \text{ м:}$



$$r_b = D_b/2 = 7,45/2 = 3,585 \text{ м}, \quad (3.17)$$

4. Полный расход через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{p.t.nat.t.}} = \frac{65000}{9,81 \cdot 36,3 \cdot 0,91} = 200,36 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (3.18)$$

5. Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_{\text{вх}} = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{200,36 \cdot 225}{360} = 125,23 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (3.19)$$

6. Площадь поперечного входного сечения определяется по величине допустимой средней скорости:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{V_{\text{вх}}} = \frac{125,23}{5,2} = 24,08 \text{ м}^2, \quad (3.20)$$

Дальнейший расчет бетонной спиральной камеры выполняется аналогично. Воспользуемся следующими соотношениями и сведем расчеты в таблицу Б.1. Таблица Б.1 представлена в приложении Б.

$$a_i = r_i - r_a, \quad (3.21)$$

$$m_i = k_2 \cdot a_i^2, \quad (3.22)$$

$$\text{где } k^2 = \frac{m_{\text{вх}}}{a_{\text{вх}}^2}, \quad (3.23)$$

$$b_i = m_i + b_0, \quad (3.24)$$

$$r_k = r_a + m_i \cdot \text{tg}15^\circ, \quad (3.25)$$

Значение интеграла для любого сечения вычисляем по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_b}\right) + b_i \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right) - r_k \cdot \text{ctg}\gamma \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right) + m_i, \quad (3.26)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i = \frac{180}{J_{\text{вх}}} \cdot J_i, \quad (3.27)$$

Величина площади сечения:

$$F_i = b_0(r_a - r_b) + (r_i - r_a)b_i - \frac{(b_i - b_0)^2}{2} \operatorname{tg}15^\circ, \quad (3.28)$$

С помощью данной таблицы и произведённых расчётов выполним построение плана спиральной камеры (Приложение Б) и построим график зависимости  $r_i=f(\varphi_{сп})$  (Рисунок 3.2).

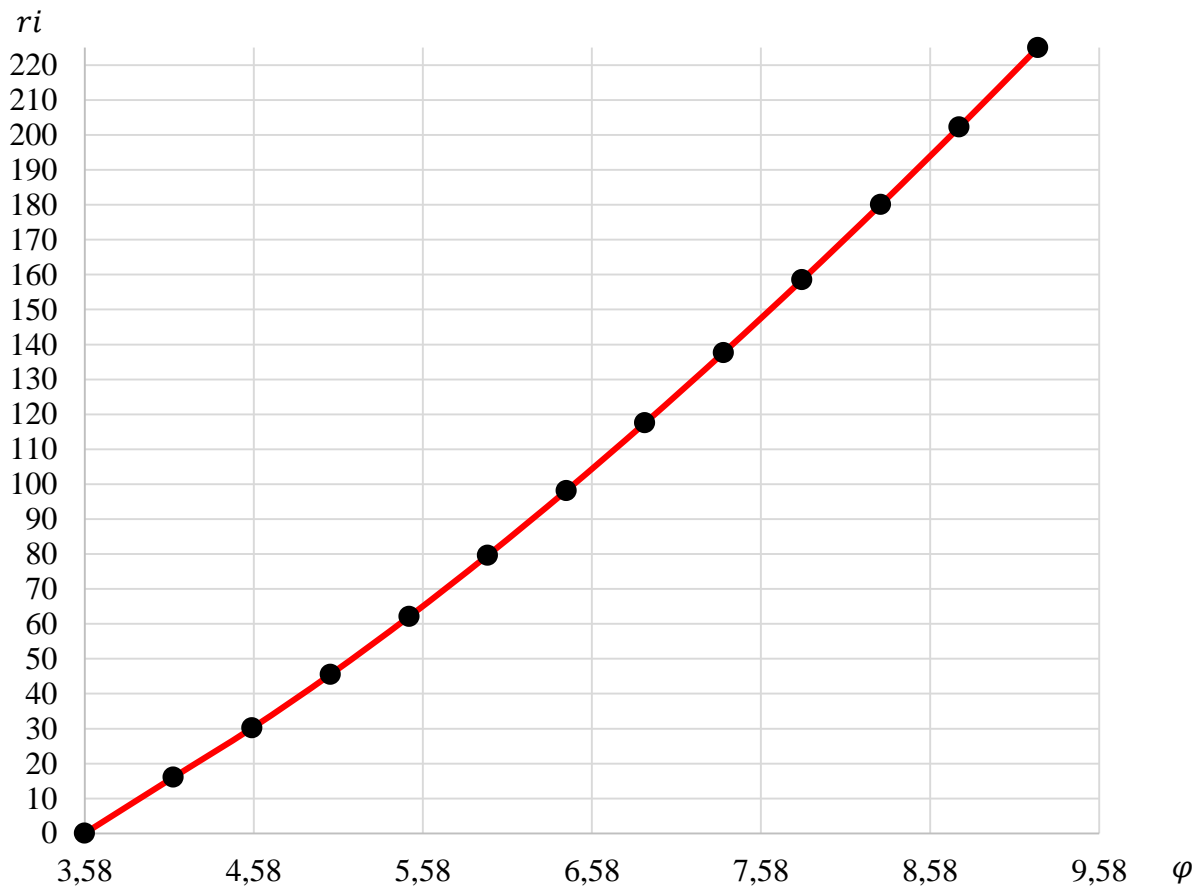


Рисунок 3.2 – Изменение наружного диаметра спиральной камеры  $R=f(\varphi)$

С полученного графика снимаем значения  $r_i$  через каждые  $15^\circ$ .

Ширина подвода из ГУХ:

$$B' = 2,928 \cdot D_1 = 15,518 \text{ м}, \quad (3.29)$$

Необходимо установить промежуточный бычок, так как  $B'$  больше 7 м, ширина которого:

$$b = 1 + \frac{Q_0}{400} = 1,5 \text{ м}, \quad (3.30)$$

Ширина подвода с учётом ширины бычка:

$$B = B' + b = 15,518 + 1,5 = 17,018 \text{ м}, \quad (3.31)$$

## 3.6 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

### 3.6.1 Расчет вала на прочность.

Для построения чертежа гидроагрегата необходимо знать размеры вала, также необходимо произвести его расчёт на прочность. Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D_B^* \geq \left( \frac{5.1 \cdot M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0.33}, \quad (3.32)$$

где  $\tau_{доп} = 30 \div 35$  МПа.

Принимаем  $\tau_{доп} = 30$  МПа, а крутящий момент  $M_{кр}$  определяем по формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 65000}{136,4} \cdot 1000 = 4,642 \text{ кН} \cdot \text{м}, \quad (3.33)$$

Далее найдем диаметр вала по формуле (3.32):

$$D_B^* \geq \left( \frac{5.1 \cdot 4,642}{30} \right)^{0.33} = 0,925 \text{ м},$$

Окончательно принимаем диаметр вала стандартным 1 метр.

### 3.6.2 Расчет подшипника

Направляющий подшипник турбины предназначен для восприятия радиальных нагрузок.

Расчет подшипника сводится к определению его размера и проверке по критерию работоспособности.

Радиальная сила на рабочем колесе определяется по эмпирической зависимости (кН):

$$R_{рад} = \frac{0,8 \cdot N}{n_c \cdot D_1} = \frac{0,8 \cdot 65000}{136,4 \cdot 5,3} = 71,93 \text{ кН}, \quad (3.34)$$

Диаметр вала под подшипником  $d_{п}$ , с учетом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше  $D_B$ :

$$d_{\Pi} = D_{\text{в}} + 0,02 = 0,72 + 0,02 = 0,945 \text{ м}, \quad (3.35)$$

Из справочных данных в соответствии с  $D_{\text{в}}: Z_{\text{сегм}} = 8$ ,  $h_{\Pi} = 0,4$  м.

Для кольцевого подшипника удельное давление равно (кПа):

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_{\Pi} \cdot h_{\Pi}} = \frac{71,93}{0,945 \cdot 0,4} = 196,53 \text{ кПа}, \quad (3.36)$$

Для таких подшипников экспериментально получено, что допускаемое  $[p_{\text{уд}}]$ :

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U = 29 \cdot 13,06 = 378,83 \text{ кПа}, \quad (3.37)$$

$$[p_{\text{уд}}] = 50 \cdot U = 50 \cdot 13,06 = 653,15 \text{ кПа}, \quad (3.38)$$

$$U = \frac{\pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{\Pi}}{30} = \frac{3,14 \cdot 136,4 \cdot 0,945}{30} = 13,06 \text{ м/с}, \quad (3.39)$$

Так как:  $p_{\text{уд}} < [p_{\text{уд}}] \rightarrow 196,53 < 378,83$  кПа – условие выполнено, кольцевой подшипник.

$p_{\text{уд}} < [p_{\text{уд}}] \rightarrow 196,53 < 653,15$  кПа – условие выполнено, сегментный подшипник.

Так как оба условия выполняются, окончательно принимается сегментный подшипник.

### 3.7 Выбор маслонапорной установки

Маслонапорная установка необходима для создания давления масла в системе регулирования, которая для данного случая осуществляет поворот лопаток направляющего аппарата.

По номограмме [4] для турбины ПЛ50-В-530 определим тип маслонапорной установки: МНУ 8/1 – 40 – 8 – 2.

Маслонапорная установка с гидроаккумулятором вместимостью 8 м<sup>3</sup>, состоящим из одного сосуда на давление 4,0 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>), имеющим сливной бак МА 8 – 2 вместимостью 8 м<sup>3</sup> с двумя насосами.

### 3.8 Выбор электрогидравлического регулятора

По справочным данным [4]. Выбираем электрогидравлический регулятор [4]: ЭГР – 2И1 – 150 – 11.

Тип панели электрооборудования – ЭГР–2И1;

Тип гидромеханической колонки управления - ЭГР–150–11;

## 4 Электрическая часть

### 4.1 Исходные данные

Исходные данные числа и мощности генераторов и системы представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные числа и мощности генераторов и системы

Генераторы			Система		
Число и мощность	$U_{\text{ном}}$	$\cos \varphi_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}}$	$S_{\text{к.з.}}$	Протяжённость линий
шт×МВт	кВ	о.е.	кВ	МВ·А	км
4×65	11	0,9	220	150	16

Коэффициент мощности системы  $\cos \varphi_c = 0,85$ .

Время использования установленной мощности  $T_{\text{max}} = 4000$  ч/год.

Мощность собственных нужд ГЭС  $P_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot P_{\text{уст.ГЭС}}$ .

Коэффициент мощности собственных нужд равен коэффициенту мощности генераторов  $\cos \varphi_{\text{с.н.}} = \cos \varphi_{\text{ном}}$ .

Подстанция «Мамакан», энергосистема Иркутской области.

### 4.2 Выбор структурной схемы электрических соединений ГЭС

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

В энергосистеме Иркутской области присутствуют подстанции 220 кВ. По карте – схеме размещения линий электропередачи подстанций было определено, что ближайшей является ПС «Мамакан» 220 кВ с расстоянием 16 км.

Используются схемы как с простыми блоками, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, так и с укрупненными блоками. На генераторном напряжении выполняются ответвления для питания собственных нужд. Тип схемы зависит от числа и мощности гидроагрегатов.

Для рассмотрения принимаются две схемы: с одиночными блоками и укрупненными блоками, представленные на рисунке 4.1.

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

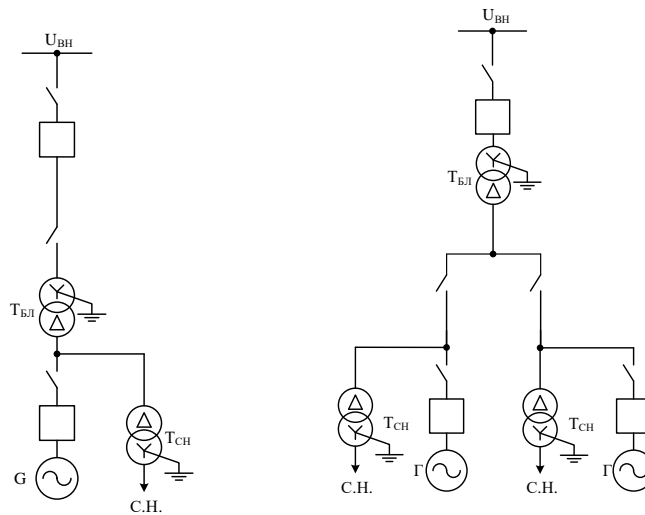


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками

Исходя из СТО [8], мощность энергоблока присоединяемого к РУ 220 кВ, не должна превышать 330 МВт. Так как на станции агрегаты с установленной мощностью 65 МВт, применение укрупненных блоков допустимо.

### 4.3 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

#### 4.3.1 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ–845/140–44Т производства ОАО "Силовые машины". Паспортные данные генератора СВ–845/140–44Т представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Паспортные данные генератора СВ–845/140–44Т

Номинальная мощность, МВ·А		U <sub>Г ном</sub> ,кВ	cos φ <sub>Г</sub> ,о.е.	η	Индуктивные сопротивления		
S <sub>Г ном</sub>	P <sub>Г ном</sub>				x <sub>d</sub>	x <sub>d</sub> '	x <sub>d</sub>
56	50,4	11	0,9	97,8	0,18	0,26	0,77

#### 4.3.2 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком

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

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_{\text{Г}}} = \frac{50,4 - 50,4 \cdot 0,01}{0,9} = 55,44 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где  $P_{с.н.}$  – активная нагрузка собственных нужд, МВт.

По каталогу ООО "Трансинжиниринг" выбираем трансформатор ТРДЦН-63000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТРДЦН - 63000/220

$S_{ном}, МВА$	$U_H, кВ$		$U_k, \%$	$\Delta P_k, кВт$	$\Delta P_{xx}, кВт$	$I_x, \%$
	$U_{ВН}$	$U_{НН}$				
63	230	11	12	300	82	0,800

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

$$\begin{aligned} \tau &= \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \\ &= 2405 \text{ ч/год} \end{aligned} \quad (4.2)$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{раб} = 8760 - \mu \cdot T_{пл} - \omega \cdot T_B, \quad (4.3)$$

где  $\mu = 1$  – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

$T_{пл} = 30$  – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,025$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_B = 60$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

$$t_{раб} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{раб} = 1 \cdot 0,082 \cdot 8729 = 715,78 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.4)$$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_k}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{T ном}}\right)^2 \cdot \tau = \frac{0,300}{1} \cdot \left(\frac{55,44}{63}\right)^2 \cdot 2405 = 35,200 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.5)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для четырех трансформатора:

$$I_{\text{пот}(1)} = (\Delta W_{\text{xx}} + \Delta W_{\text{H}}) \cdot T_{\text{max}} \cdot \gamma_0, \quad (4.6)$$

где  $\gamma_0$  – стоимость одного МВт · ч электроэнергии.

$$I_{\text{пот}(1)} = (715,78 + 35,200) \cdot 4000 \cdot 0,9 = 2703,528 \text{ тыс. руб./год.}$$

Для 4 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 4 \cdot 2700,528 = 10802,112 \text{ тыс. руб./год.}$$

### 4.3.3 Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком

Трансформатор должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{(P_{\text{Г ном}} - P_{\text{с.н.}})}{\cos\varphi_{\text{Г}}} = 2 \cdot \frac{(50,4 - 50,4 \cdot 0,01)}{0,9} = 110,88 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.7)$$

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

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-125000/220. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 125000/220

$S_{\text{НОМ}},$ МВА	$U_{\text{H}},$ кВ		$U_{\text{К}},$ %	$\Delta P_{\text{К}},$ кВт	$\Delta P_{\text{ХХ}},$ кВт	$I_{\text{Х}},$ %
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
125	242	10,5	11	380	135	0,5

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

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2405 \frac{\text{ч}}{\text{год}}, \quad (4.8)$$

Время работы блока в течение года:

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

где  $\mu = 1$  – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

$T_{\text{пл}} = 30$  – время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,025$  – параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;



$T_B = 60$  – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,025 \cdot 60 = 8729 \text{ ч.}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{xx}} = n_T \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot t_{\text{раб}} = 1 \cdot 0,135 \cdot 8729 = 1178,415 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \quad (4.10)$$

где  $n_T$  – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\begin{aligned} \Delta W_H &= \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left( \frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau = \frac{0,380}{1} \cdot \left( \frac{110,88}{125} \right)^2 \cdot 2405 = \\ &= 89,886 \text{ МВт} \cdot \text{ч}, \end{aligned} \quad (4.11)$$

Величина издержек на потери электрической энергии для четырех трансформатора:

$$I_{\text{пот}(1)} = (\Delta W_{\text{xx}} + \Delta W_H) \cdot T_{\text{max}} \cdot \gamma_0, \quad (4.12)$$

где  $\gamma_0$  – стоимость одного МВт · ч электроэнергии.

$$I_{\text{пот}(1)} = (1178,415 + 89,886) \cdot 4000 \cdot 0,9 = 4565,8 \text{ тыс. руб/год.}$$

Для 2 блоков:

$$I_{\text{пот}} = 2 \cdot 4565,8 = 9137,6 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}.$$

#### 4.3.4 Выбор трансформаторов СН

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

Доля мощности, потребляемой на собственные нужды станции, составляет (1-2) % от  $S_{\text{полн}}$ :

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{S_{\text{полн}}}{\cos \varphi_{\Gamma}}, \quad (4.13)$$

$$S_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot \frac{260}{0,9} = 2888 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Согласно СТО [9], в распределительной сети СН, а также выпрямительные трансформаторы рекомендуется применять с сухой изоляцией.

Согласно СТО [14], должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания».

По каталогу завода «Трансна» выбираются 3 трансформатора ТСЗ-1000/10/6, стоимостью каждый 1589 тыс. руб. Каталожные данные приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ–1000/10/6

S <sub>ном</sub> , кВ·А	U <sub>н</sub> , кВ		U <sub>к</sub> , %
	U <sub>вн</sub>	U <sub>нн</sub>	
1000	10	6	6

Электрическая схема СН Витимской ГЭС выполнена с двумя ступенями напряжения: 6 кВ и 0,4 кВ.

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

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\text{сн}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi_c} = \frac{260 - 2,6}{0,85} = 302,82 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.14)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos\varphi_c = 0,85;$$

где K – коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП, при номинальном напряжении 330 кВ и выше K = 1, при напряжении 220 кВ – K = 1,2, при напряжении 110 кВ – K = 1,4;

P<sub>нат</sub> – натуральная мощность ВЛ для номинального напряжения 220 кВ.

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{сн}}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_c)} + 1 = \frac{302,82}{(1,2 \cdot 135 / 0,85)} + 1 = 2,6, \quad (4.15)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным n<sub>л</sub> = 3.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{302,82}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 265,9 \text{ А.} \quad (4.16)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_{\text{i}} \cdot I_{\text{раб}} = 1,05 \cdot 1,0 \cdot 265,9 = 278,25 \text{ А,} \quad (4.17)$$

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

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

По величине расчётного тока для линии напряжением  $U=220\text{кВ}$  выбираем провод марки АС – 400/51.

Допустимый продолжительный ток  $I_{\text{доп}} = 825 \text{ А}$ .

Проверка провода по нагреву:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{302,82}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 397,35 \text{ А.} \quad (4.18)$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$ ,  $825 \text{ А} > 397 \text{ А}$  следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

Параметры провода АС–400/51 приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Параметры провода марки АС–400/51

Число проводов в фазе	$r_0$ Ом/км	$x_0$ Ом/км	$b_0$ См/км
1	0,073	0,42	$2,701 \cdot 10^{-6}$

#### 4.5 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и ячеек распределительного устройства высшего напряжения. Поэтому капиталовложения оцениваются по формуле:

$$K = n \cdot K_{\text{T}} + m \cdot K_{\text{T}_{\text{с.н.}}} + t \cdot K_{\text{ору}}, \quad (4.19)$$

где  $K_{\text{T}}$  – стоимость силового трансформаторов (24000 тыс.руб.);

$K_{\text{T}_{\text{с.н.}}}$  – стоимость трансформатора собственных нужд (1589 тыс.руб.);

$K_{\text{ору}}$  – стоимость ячейки ОРУ;

$n$  – число силовых трансформаторов;

$m$  – число трансформатора собственных нужд;

$t$  – число ячеек ОРУ (для схем с 2СШ предусматривается  $k+2$ )  
Стоимость одной ячейки ОРУ с учетом коэффициента инфляции:

$$K_{ору} = 17957 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 4 \cdot 24000 + 3 \cdot 1589 + 9 \cdot 17957 = 262380 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными боками по формуле:

$$K_2 = 2 \cdot 60000 + 3 \cdot 1589 + 7 \cdot 17957 = 250466 \text{ тыс. руб.}$$

Наиболее экономичный из вариантов электроустановки требует наименьшего значения полных приведенных затрат:

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i, \quad (4.20)$$

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

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 262380 + 10802,112 = 50159,112 \text{ тыс. руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 250466 + 9137,6 = 46707,5 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (4.21)$$

$$P = \frac{50159,112 - 46707,5}{50159,112} \cdot 100\% = 6,8.$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются меньше чем на 7% и являются экономически равноценными, окончательно выбираем вариант с одиночными блоками, представленный на рисунке 4.2.

По надёжности схема с одиночными блоками является более приемлемой. Согласно СТО РусГидро [9] – «Главная электрическая схема должна обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и

эксплуатационных работ на электрооборудовании РУ. Схема должна быть наглядной и обеспечивать удобство эксплуатации электрооборудования».

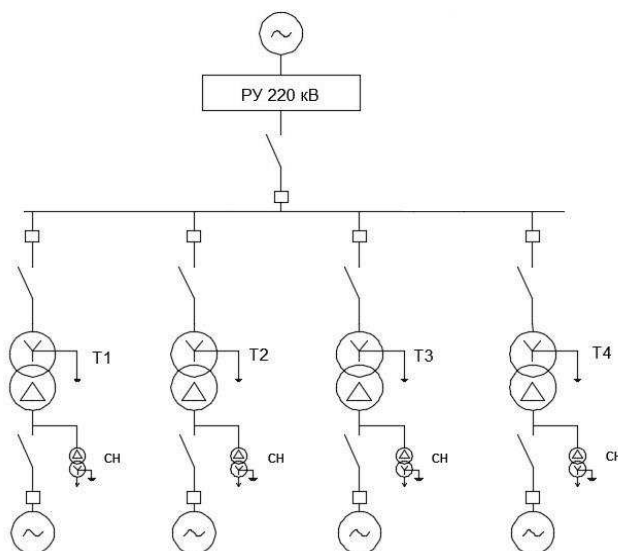


Рисунок 4.2 – Схема с одиночными блоками

#### 4.6 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ–220 кВ: 7 (3 ВЛЭП 220 кВ, 4 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя рабочими. Выбранная схема РУ – 220 кВ представлена на рисунке 4.3.

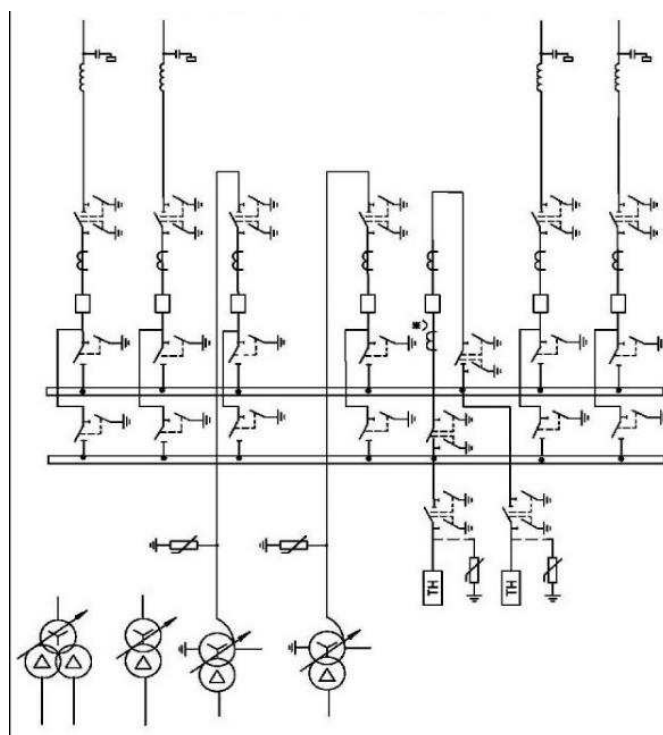


Рисунок 4.3 – Схема №220-13 две рабочие системы шин

## 4.7 Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin.

### 4.7.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Синхронные генераторы:

$$x_{Г} = x_{d}'' \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}} = 0,18 \cdot \frac{11^2}{65} = 0,34 \text{ Ом}, \quad (4.22)$$

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E_{Г} = E_{*}'' \cdot U_{б} = 1,13 \cdot 10,5 = 12,43 \text{ кВ}. \quad (4.23)$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$x_{Т} = \frac{U_{К\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{12 \cdot 230^2}{100 \cdot 63} = 100,76 \text{ Ом}. \quad (4.24)$$

Система:

$$x_{С} = \frac{U_{НОМ}^2}{S_{КЗ}} = \frac{230^2}{150} = 352,667 \text{ Ом}, \quad (4.25)$$

Линии связи 220 кВ с энергосистемой:

$$x_{Л} = x_{0,уд} \cdot l = 0,42 \cdot 16 = 6,72 \text{ Ом}. \quad (4.26)$$

ЭДС энергосистемы:

$$E_{С} = E_{*С} \cdot U_{б1} = 1,0 \cdot 230 = 230 \text{ кВ}, \quad (4.27)$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_{Т} = \frac{U_{НН}}{U_{ВН}} = \frac{11}{230} = 0,048. \quad (4.28)$$

Определим активные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{*\Gamma}}{T_{a,\Gamma} \cdot \omega} = \frac{0,37}{0,045 \cdot 314} = 0,024 \text{ Ом}, \quad (4.29)$$

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a,c} \cdot \omega} = \frac{352,667}{0,035 \cdot 314} = 32,09 \text{ Ом}, \quad (4.30)$$

$$r_l = r_{0,уд} \cdot l = 0,073 \cdot 16 = 1,168 \text{ Ом}, \quad (4.31)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_6^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{0,3 \cdot 230^2}{63^2} = 4 \text{ Ом}. \quad (4.32)$$

#### 4.7.2 Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»

На рисунке 4.4 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.5 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.6 представлены исходные данные по генераторам. Все исходные данные из таблиц программы «RastrWin», необходимые для расчета.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном	G_ш	B_ш	g0	b0
1	<input checked="" type="checkbox"/>			у	5	ЗРУ		230				
2	<input type="checkbox"/>			у	6	Система		230				
3	<input type="checkbox"/>			у	1	Г1		11				
4	<input type="checkbox"/>			у	2	Г2		11				
5	<input type="checkbox"/>			у	3	Г3		11				
6	<input type="checkbox"/>			у	4	Г4		11				
7	<input type="checkbox"/>			у	7	Блок 1		11				
8	<input type="checkbox"/>			у	8	Блок 2		11				
9	<input type="checkbox"/>			у	9	Блок 3		11				
10	<input type="checkbox"/>			у	10	Блок 4		11				

Рисунок 4.4 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	тир0	N_нач	N_кон	N_п	Название	R	X	G	B	Kт/л	Kт/т	r0	x0	g0	b0	№ мс гр	№ мс	
1	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	7		ЗРУ - Блок 1	1,29	51,54				0,057							
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	8		ЗРУ - Блок 2	1,29	51,54				0,057							
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	9		ЗРУ - Блок 3	1,29	51,54				0,057							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	10		ЗРУ - Блок 4	1,29	51,54				0,057							
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	5	6		ЗРУ - Система	10,89	39,15											
6	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	7		Г1 - Блок 1													
7	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	8		Г2 - Блок 2													
8	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	9		Г3 - Блок 3													
9	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	4	10		Г4 - Блок 4													

Рисунок 4.5 – Исходные данные по ветвям

S	№	№ агр	Название	№ узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	Угол	ур.Е	ур.Угол	I1	dI1	I2	dI2	I0	dI0	Ia	Ib	Ic	dIc
1		1	G1	1	0,024	0,340	0,024	0,34	0,024	0,34	12,430													
2		2	G2	2	0,024	0,340	0,024	0,34	0,024	0,34	12,430													
3		3	G3	3	0,024	0,340	0,024	0,34	0,024	0,34	12,430													
4		4	G4	4	0,024	0,340	0,024	0,34	0,024	0,34	12,430													
5		7	Система	8	32,090	352,667	32,090	352,67	32,090	352,67	230,000													

Рисунок 4.6 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.7,4.8,4.9 и сведены в таблицу 4.7.

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0	r0	x0
1	1	1	3ф	5			3,2334	-86,82			0,0000				0,0000			

Рисунок 4.7 – Результат расчета токов трехфазного КЗ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0	r0	x0
1	1	1	1ф	5			1,2107	-86,60			1,2107	-86,60			1,2107	-86,60		

Рисунок 4.8 – Результат расчетов токов однофазного КЗ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1	dI 1	r1	x1	I 2	dI 2	r2	x2	I 0	dI 0	r0	x0
1	1	1	3ф	1			42,4727	-86,83			0,0000				0,0000			

Рисунок 4.9 – Результат расчетов токов трёхфазного КЗ

Таблица 4.7 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Тип КЗ	П1	$I_{п.0}$	$i_y$
1ф	5	3,63	9,24
3ф	5	3,23	8,22
3ф	1	42,47	108,11

#### 4.8 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

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

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

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot I_{Г,ном} \quad (4.33)$$

$$I_{Г,раб\ max} = 1,05 \cdot 2,945 = 3,09 \text{ кА};$$

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов:



$$I_{\text{раб max(ПУВН)}} = \frac{S_{\Gamma, \text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\Gamma, \text{НОМ}}} = \frac{56}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,141 \text{ кА}, \quad (4.34)$$

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{224}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,196 \text{ кА}, \quad (4.35)$$

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

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{224}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,294 \text{ кА}. \quad (4.36)$$

#### 4.9 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 11 кВ

Разъединители выбираются по напряжению и току утяжеленного режима и проверяются на термическую и динамическую стойкость по тем же значениям, что и выключатели.

При выборе выключателей и разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НОМ.с}}$$

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{раб,max}}$$

$$B_{\text{к,норм}} \geq B_{\text{к,расч}}$$

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем маломастянный выключатель ВГГ-15 и разъединитель РВРЗ-20/12500 УЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-15	Разъединитель РВРЗ-20/12500 УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 11 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 15 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\Gamma, \text{раб}} = 3090 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 6300 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 12500 \text{ А}$
$I_{\text{н0}} = 42,47 \text{ кА}$	$I_{\text{НОМ.откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{Т.ст}} = 410 \text{ кА}$

#### Окончание таблицы 4.8

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-15	Разъединитель РВРЗ-20/12500 УЗ
$i_y = 108,11 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 120 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 160 \text{ кА}$
		$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{к.расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 42,47^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 162,3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 410^2 \cdot 3 = 504300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Проверка на апериодическую составляющую выключателя ВГГ-15:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 42,47 \cdot e^{-0,01/0,035} = 18,54 \text{ кА.} \quad (4.37)$$

$$\frac{i_{\text{ат}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}}} \cdot 100\% = 31\%$$

$$31\% < 45\%$$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
В цепи ротора:				
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АС-МЗ	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В} \cdot \text{А}$

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ», микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-МЗ. Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега. АС-МЗ изготавливается в климатическом исполнении У категории размещения 4 по ГОСТ 15150 (температура окружающего воздуха от 1 до 45°C; верхнее предельное значение температуры 55°C; относительная влажность воздуха 98 % при температуре 35°C). АС-МЗ предназначен для эксплуатации в атмосфере, соответствующей группе П по ГОСТ 15150.

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и

регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

Прибор автоматически контролирует основные показатели качества электроэнергии и сопоставляет с нормативными значениями (в соответствии с ГОСТ 13109-97), что позволяет отслеживать отклонения от нормативных параметров, а следовательно – предотвращать аварийные ситуации и существенно сократить эксплуатационные расходы на ремонт оборудования, обеспечив его работоспособность, надежность и долговечность. Подключение к сети напряжением свыше 0,4 кВ производится через измерительный трансформатор напряжения.

#### 4.10 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–10–1. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-10-1 представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–10

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 11 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 20 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma.\text{раб}} = 3090 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 18000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ06. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ06 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 11 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 15 \text{ кВ}$

#### 4.11 Выбор параметров ОРУ

##### 4.11.1 Выбор выключателей и разъединителей

Используя каталог производителя ЗАО «Энергомаш» и ЗАО «ЗЭТО» выбираем элегазовый баковый выключатель ВЭБ-220 и разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.12. Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.12 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВЭБ-220	Разъединитель РГ-220/1000 УХЛ1
$U_{\text{сети, ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 317,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{п0}} = 3,74 \text{ кА}$	$I_{\text{ном,откл}} = 50 \text{ кА}$	$I_{\text{т,ст}} = 31,5 \text{ кА} -$
$i_y = 9,5 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к,расч}} = I_{\text{п0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 9^2 \cdot (0,03 + 0,01) =$ $= 3,24 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} =$ $= 80^2 \cdot 3 = 19200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 4.13 – Приборы, устанавливаемые в цепи высшего напряжения 220 кВ на отходящих линиях

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8

#### 4.11.2 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выключатель ВЭБ-220 укомплектован трансформатором тока ТОГФ-220-УХЛ1. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Проверка трансформатора тока ТОГФ-220-УХЛ1 представлена в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Проверка трансформатора тока

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб max}} = 317,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОГ-220. Производитель ЗАО «ЗЭТО». Параметры трансформатора напряжения ЗНОГ-220 представлены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Выбор трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$

В ОРУ 220кВ устанавливаем со стороны высшего напряжения ОПН-П-220 УХЛ1, фирмы ЗАО «ЗЭТО».

## 5 Релейная защита и автоматика

### 5.1 Технические данные оборудования

Параметры гидрогенератора и силового трансформатора приведены в таблице 5.1, 5.2 и 5.3.

Таблица 5.1 – Параметры гидрогенератора СВ 845/140-44Т

Тип		СВ 845/140-44Т
Мощность номинальная	Полная, МВА	56
	Активная, МВт	50,4
Номинальное напряжение, кВ		11
Коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,9
Частота вращения, об/мин		136,4
Число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		3
Номинальный ток статора, А		2945
Ток ротора при номинальной нагрузке, А		980
Индуктивное сопротивление по продольной оси	синхронное $X_d$ , о.е.	0,77
	переходное $X'd$ , о.е.	0,26
	сверхпереходное $X''d$ , о.е.	0,18
Индуктивное сопротивление обратной последовательности, о.е.		0,23
Емкость обмотки статора, мкФ/фазу		0,82

Таблица 5.2 – Параметры силового трансформатора ТРДЦН-63000/220

Тип	ТРДЦН-63000/220
мощность номинальная	63 МВА
номинальное напряжение	230/11
напряжение короткого замыкания	12
группа соединений	Y <sub>H</sub> /Δ

Таблица 5.3 – Параметры трансформатора собственных нужд ТСЗ-1000/10/0,4

Мощность номинальная	1 МВА
номинальное напряжение	10/0,4
напряжение короткого замыкания	6
группа соединений	Δ/Y <sub>H</sub>

### 5.2 Расчет номинальных токов

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}} / \cos\varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{50,4 \cdot 10^3 / 0,9}{\sqrt{3} \cdot 11} = 2645,64 \text{ А}, \quad (5.1)$$

где  $P_{\text{НОМ}}$  – номинальная активная мощность генератора;

$\cos\varphi$  – коэффициент мощности генератора;

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

Номинальный вторичный ток генератора:

$$I_{\text{НОМ}}^2 = \frac{I_{\text{НОМ}}^1 \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ НН}}} = \frac{2645,64 \cdot 1}{3000/5} = 4,41 \text{ А}, \quad (5.2)$$

Номинальный первичный ток на стороне высшего напряжения:

$$I_{\text{ВН}}^1 = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ Т}}} = \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158,14 \text{ А}, \quad (5.3)$$

где  $S_{\text{НОМ}}$  – номинальная полная мощность силового трансформатора;

$U_{\text{НОМ Т}}$  – номинальное напряжение силового трансформатора.

Номинальный вторичный ток на стороне ВН:

$$I_{\text{ВН}}^2 = \frac{I_{\text{ВН}}^1}{K_{\text{ТТ ВН}}} = \frac{158,14}{200/5} = 3,95 \text{ А}, \quad (5.4)$$

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

Выбор вспомогательного генератора: Делим, чтобы перейти от постоянной величины к переменной

$$I_{\text{рот.ВГ}} = \frac{I_{\text{НОМ.рот}}^1}{1,2255} = 799,67 \text{ А}, \quad (5.5)$$

где  $I_{\text{НОМ.рот}}^1$  – номинальный ток ротора.

Мощность генератора возбуждения:

$$S_{\text{ГВ}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{НН.ВГ}} \cdot I_{\text{рот.ВГ}} = \sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 799,67 = 544,03 \text{ кВА}, \quad (5.6)$$

Номинальный вторичный ток вспомогательного генератора:

$$I_{\text{ВГ}} = \frac{I_{\text{рот.ВГ}}}{K_{\text{ТТ}}} = \frac{799,67}{1000/5} = 4 \text{ А}, \quad (5.7)$$

### 5.3 Перечень защит основного оборудования

Генератор СВ – 845/140-44Т

Силовой трансформатор ТРДЦН 63000/220

Линии электропередачи 220 кВ

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

#### **На главном гидрогенераторе СВ – 845/144-44Т:**

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

#### **На силовом трансформаторе блока ТРДЦН 63000/220:**

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токсовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 11 кВ трансформатора блока;
- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения

#### **На трансформаторе СН ГЭС:**

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий

- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению
- Защита от перегрузки
- Реле тока охлаждения

### На линиях электропередачи 220 кВ:

– Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

– Резервные защиты:

- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

## 5.4 Описание защит и расчет их уставок

### 5.4.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ( $I_{CP} < 0,2 \cdot I_H$ ) 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:  $I_{НОМ} = 2645,64$  А.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока:  $\eta_{ТТ} = 3000/5$  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:

$$I_{НБ(Н)} = K_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_{НОМ} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.8)$$

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

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

Уставка выбирается из условия:

$$I_{CP,0} \geq K_H \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{НОМ} = 0,1 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.9)$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности.

$$I_{CP,0} \geq 294,5 \text{ А.}$$



Уставка начального тока срабатывания принимается равной:

$$I_{\text{ср.0}} = (0,15 - 0,2) \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (5.10)$$

Принимаем уставку:

$$I_{\text{ср.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{НОМ}} = 396,85 \text{ А.}$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.11)$$

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

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

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

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

$$I_{\text{макс}} = \frac{E_d''}{x_d''} \cdot I_{\text{НОМ}} = \frac{1,13}{0,18} \cdot 2645,64 = 16608,74 \text{ А}, \quad (5.12)$$

где  $E_d''$  – сверхпереходное ЭДС генератора;

$x_d''$  – сверхпереходное сопротивление генератора.

Таким образом, максимальный ток небаланса равен :

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 16608,74 = 1660,87 \text{ А}, \quad (5.13)$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T} \quad (5.14)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности;

$I_T$  – ток трехфазного КЗ на выводах генератора равный  $I_{\text{макс}}$ .

$$K_T > \frac{1660,87 \cdot 2}{16608,74},$$

$$K_T > 0,2,$$

где  $K_H = 2$  – коэффициент надежности;

$I_T$  – ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Принимаем уставку  $K_T = 0,3$ .

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

$$I_{HT} = \frac{I_{cp.0}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5, \quad (5.15)$$

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

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

Принимаем типовое значение уставки  $B = 1,5I_H$ .

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

Принимаем уставку:

$$I_{отс} = 6 \cdot I_{ном} = 6 \cdot 2645,64 = 15,87 \text{ кА}. \quad (5.17)$$

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора представлена на рисунке 5.1.

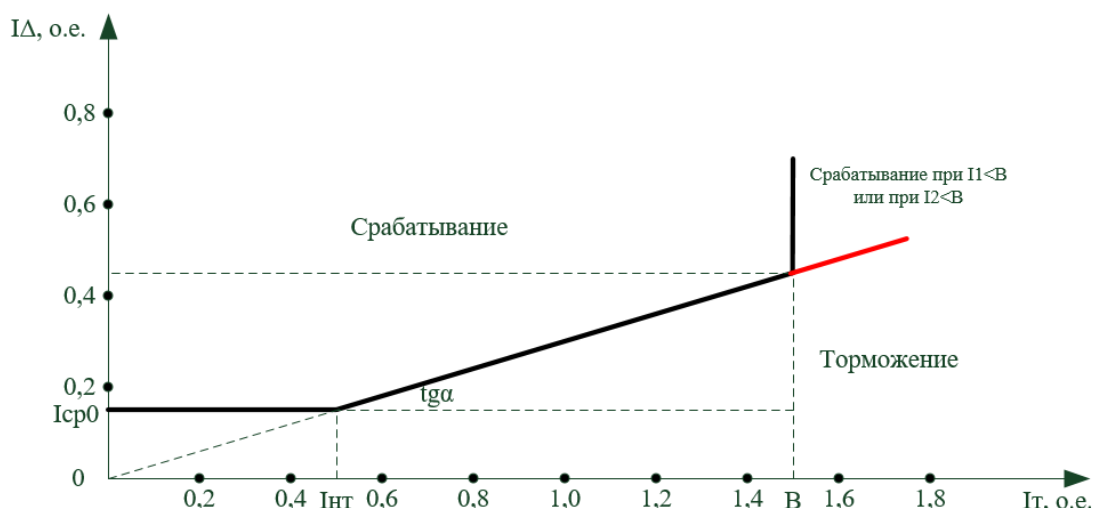


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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% витков обмотки статора со стороны фазных выводов;  $U_0$  включается на напряжение нулевой последовательности  $3U_0$  ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ( $U_{0\text{эл.ст.}}$ ) 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  $U_{0\text{эл.ст.}}$  приведена на рисунке 5.2:

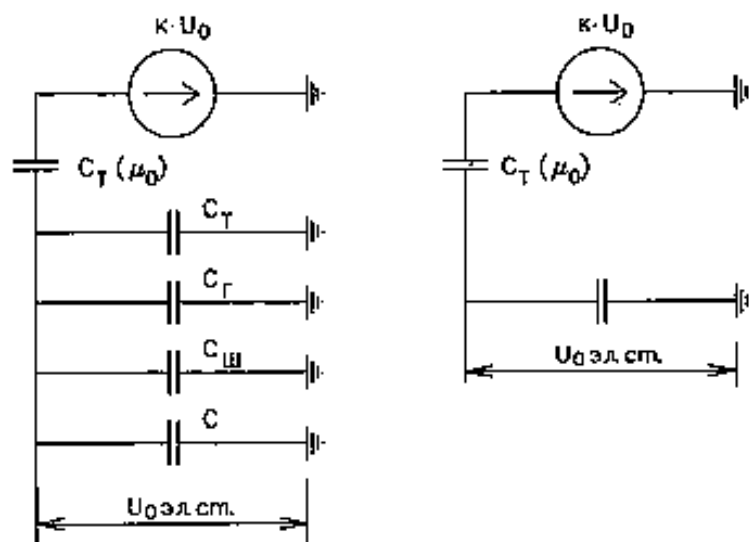


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения  $U_{0 \text{эл.ст}}$

На рисунке 5.2 соответствующими буквенными значениями обозначены:

$C_{Г}$  – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю;

$C_{Т}$  – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

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

$C$  – емкость генераторного выключателя.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_{Т} + C_{Г} + C_{Ш} + C_{ВГ} = 0,007 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \text{ мкФ}, \quad (5.18)$$

Суммарный емкостной ток сети 11 кВ:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{л} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 11 \cdot 314 \cdot 0,965 = 5,8 \text{ А}, \quad (5.19)$$

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

$$U_{0 \text{эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_{Т}(\mu_0)}{C_{Т}(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.20)$$

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

$C_{Т}(\mu_0)$  – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора,  $C_{Т}(\mu_0) = 0,012 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$ ;

$U_0$  – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора.

Принимается равным:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{230}{\sqrt{3}} = 44,26 \text{ кВ}, \quad (5.21)$$

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

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 44260 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 0,965} = 244,78 \text{ В}, \quad (5.22)$$

Расчетное значение  $U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 244,78 \text{ В}$ .

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}, \quad (5.23)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 244,78}{\frac{11}{\sqrt{3}} \cdot \frac{0,1}{3}},$$

$$U_{\text{СР}} \geq 6,09 \text{ В},$$

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:  $U_{01\text{Г}}$  с уставкой 5 В с выдержкой времени 5 с действует на сигнал;  $U_{0\text{Г}}$  с уставкой 15 В и выдержкой времени 0,5с с действием на отключение выключателя генератора, гашение полей гидрогенератора и выключателя, останов турбины и сброс 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  $U_{03}$  уставку по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3.

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

$$X = \frac{1}{K_T + 2}, \quad (5.24)$$

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

Защита с выдержкой времени 500мс действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

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

Защита от повышения напряжения имеет две ступени

1) Уставка защиты  $U_2 >$  выбирается:

$$U_{Cp2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 11000}{11000/100} = 140 \text{ В}, \quad (5.25)$$

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

$U_1 >$  вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

Уставка  $U_1 >$  рассчитывается:

$$U_{Cp1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 11000}{11000/100} = 120 \text{ В}, \quad (5.26)$$

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  $I_{*2}$ :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.27)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2}, \quad (5.28)$$

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

Защита состоит из следующих органов:

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:

$$I_{*2\text{СИГН}} = (0,05 - 0,07), \quad (5.29)$$

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H, \quad (5.30)$$

2) Пусковой орган ( $I_{2\text{ПУСК}}$ ) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения  $I_2$  выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при  $t_{\text{макс}} = 700$  с.

Тогда:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{700}} = 0,21, \quad (5.31)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,21}{1,2} = 0,17, \quad (5.32)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,17 \cdot I_H, \quad (5.33)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного  $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,17$ :

$$t_{\text{доп}} = \frac{30}{0,17^2} \approx 1038 \text{ с}$$

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

$$t_{CP} = \frac{30}{(I_{*2})^2}, \quad (5.34)$$

$$A = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{CP}, \quad (5.35)$$

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

Таблица 5.4 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности $I_2/I_N$	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.

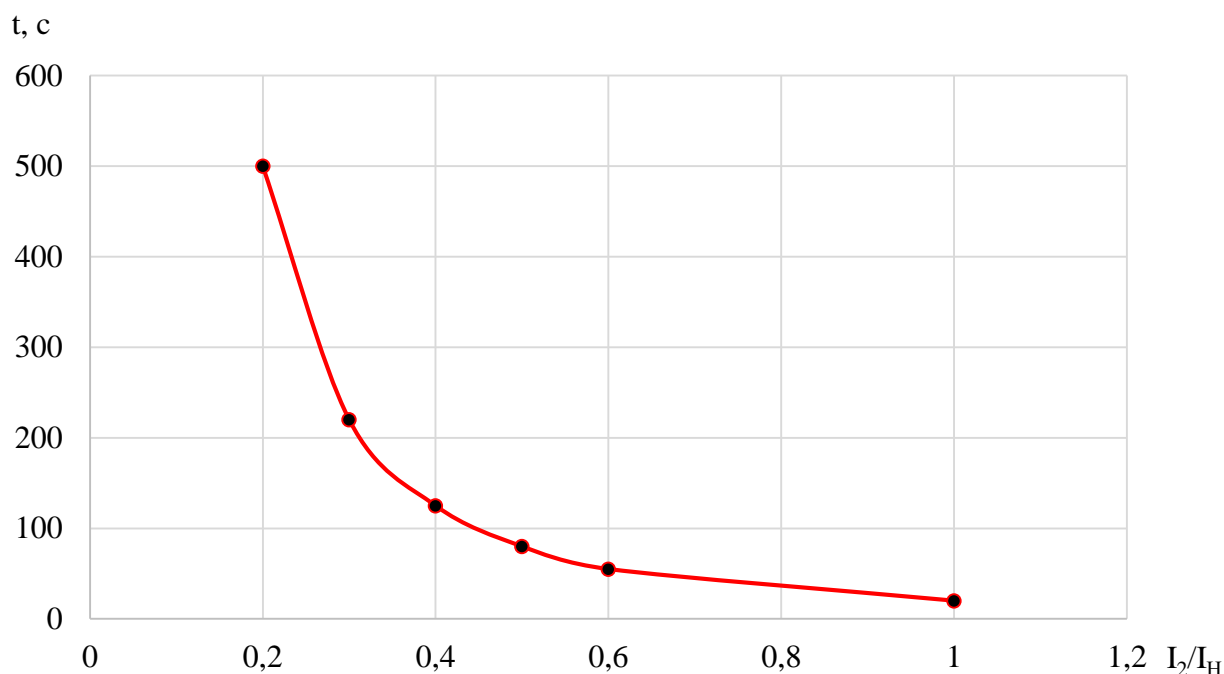


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ( $I_2$ )



Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем:  $t_{\text{мин.}} = 30 \text{ с}$ ,  $t_{\text{макс.}} = 700 \text{ с}$ .

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.

Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

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

По второму условию:

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

$$x_{\text{дВН}}'' = x_{\text{д}}'' \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,19 \cdot \left(\frac{230}{11}\right)^2 = 83,07, \quad (5.36)$$

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

$$x_{2\text{ВН}} = x_2 \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,19 \cdot \left(\frac{230}{11}\right)^2 = 83,07, \quad (5.37)$$

где  $x_{2\text{ВН}}$  – сопротивление обратной последовательности генератора, приведенная к высшей стороне;  $x_2 = x_{\text{д}}''$ .

$$I_{2\text{с.з.*}} = \frac{1}{1,1 (x_{\text{дВН}}'' + x_{2\text{ВН}} + 2 \cdot x_{\text{Т}})} = \frac{1}{1,1 (83,07 + 83,07 + 2 \cdot 0,101)} = 0,0 \dots \text{о. е.}, \quad (5.38)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2C.3.*}^{(2)} = 2I_{2C.3.*} \cdot k_{T1.} = 2 \cdot 0,0055 \cdot \left(\frac{230}{11}\right) = 0,23 \text{ о. е.}, \quad (5.39)$$

где  $x_T$  – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

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

$$I_{2C.3.}^* = \frac{E_{\Sigma}''}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma}} = \frac{1}{1,1((x_d'' + x_T + x_{л}) + (x_2 + x_T + x_{л}))} = \frac{1}{1,1((0,19 + 100,7 + 0,42) + (0,19 + 100,7 + 0,42))} = 0,004 \text{ о. е.}, \quad (5.40)$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения

$$I_{2C.3.}^* = 2I_{2C.3.}^* \cdot k_{T1.} = 2 \cdot 0,004 \cdot \left(\frac{230}{11}\right) = 0,19 \text{ о. е.}, \quad (5.41)$$

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

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 на отключение секционных выключателей, 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:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H, \quad (5.42)$$

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

$K_B = 0,98$  – 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:

$$I_{1\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{H}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{H}}, \quad (5.43)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

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

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

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

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

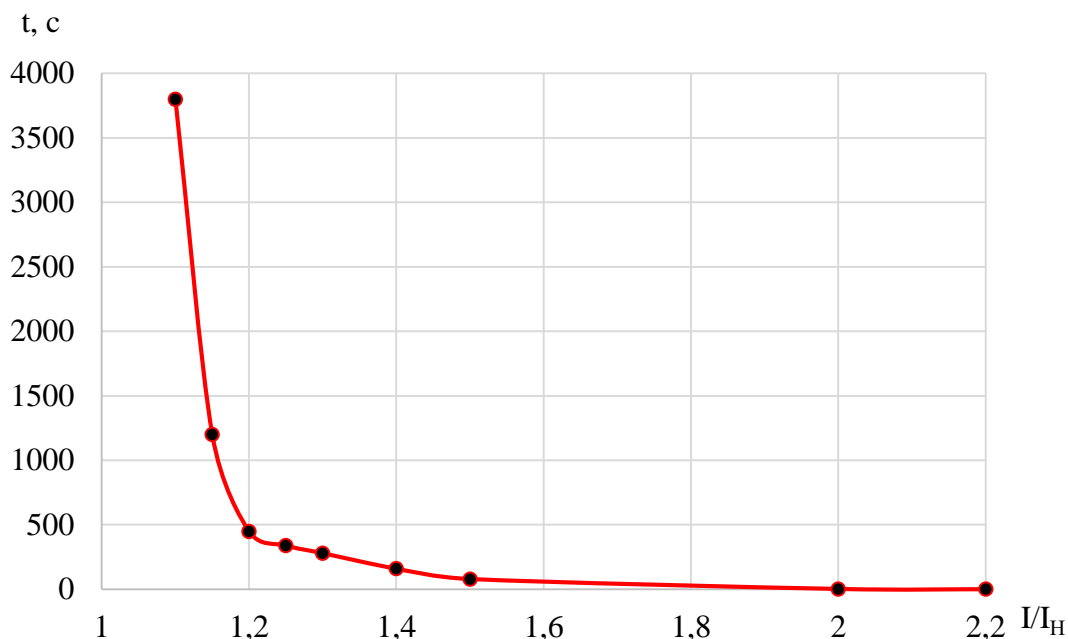


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок ( $I_1$ )

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,5 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{НОМ}, \quad (5.44)$$

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

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 11000}{1,03 \cdot 110} = 66,02 \text{ В}, \quad (5.45)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,0 с на отключение секционного выключателя, 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:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 93,37 + \frac{0,8}{3} \cdot 42,6 = 85,26 \text{ Ом}, \quad (5.46)$$

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

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

$$Z_T = \frac{11 \cdot 230^2}{100 \cdot 63} = 93,37 \text{ Ом}. \quad (5.47)$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,11 \cdot \frac{56}{63} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{56}{230^2} \cdot 42,6 = 0,09,$$

$Z_1$  в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,09 \cdot 2,16 = 0,19 \text{ Ом}, \quad (5.48)$$

$$Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НГ}}} = \frac{11^2}{56} = 2,16, \quad (5.49)$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1\text{сз}} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,19 \cdot \frac{\frac{3000}{5}}{\frac{11}{0,1}} = 1,06 \text{ Ом}, \quad (5.50)$$

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

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 2945} = 2,16 \text{ Ом}, \quad (5.51)$$

где  $I_{\text{НОМ}}$  – 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):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х.}}} - 0,95}{x_d} = \frac{2 \cdot 1,72 - 0,95}{0,77} = 3,23, \quad (5.52)$$

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  $2,5 \cdot I_{НОМ}$ .

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф о.е.}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\text{Ф}}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.}, \quad (5.53)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\text{Ф}}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,38, \quad (5.54)$$

$Z_{\text{НАГР.Ф о.е.}}$  первичных Омах составит:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = Z_{\text{НАГР.Ф о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,38 \cdot \frac{11^2}{56} = 0,82 \text{ Ом}, \quad (5.55)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен  $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 67,73^\circ$ .

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗП}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,34 \text{ о. е.}, \quad (5.56)$$

$$Z_{\text{СЗП}} = Z_{\text{П о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,34 \cdot \frac{11^2}{56} = 0,74 \text{ Ом}, \quad (5.57)$$

Значение уставки реле составит:

$$Z_{\text{СЗП}} = \frac{Z_{\text{С.З.П}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,74 \cdot 3000/5}{11000/100} = 4,1 \text{ Ом}, \quad (5.58)$$

Принимаем уставку  $Z_2 = 4,1 \text{ Ом}$ .

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения  $Z_{\text{СМ1}} = 0,15 \cdot 0,19 = 0,0285 \text{ Ом}$ ,  $Z_{\text{СМ2}} = 0,15 \cdot 0,74 = 0,111 \text{ Ом}$ .

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8 с на отключение секционного выключателя, 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.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

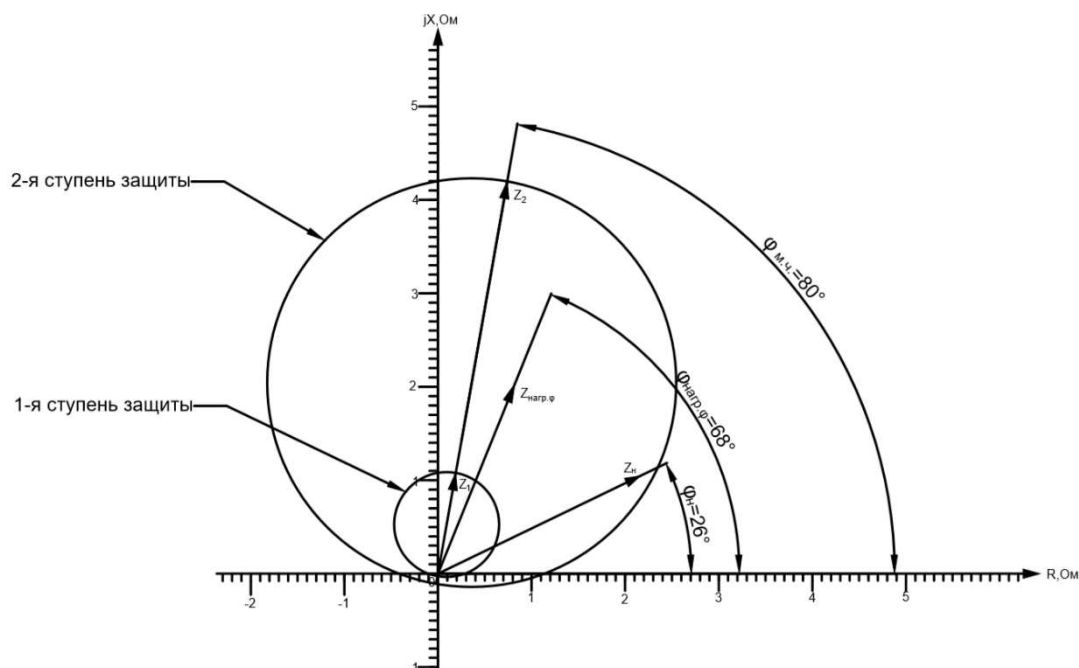


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

#### 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:

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{НОМ.Р}, \quad (5.59)$$

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

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{НОМ.Р}, \quad (5.60)$$

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

Таблица 5.6 – 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	2,2
Длительность перегрузки, с	длительно	250	180	160	120	90	72	45	20

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

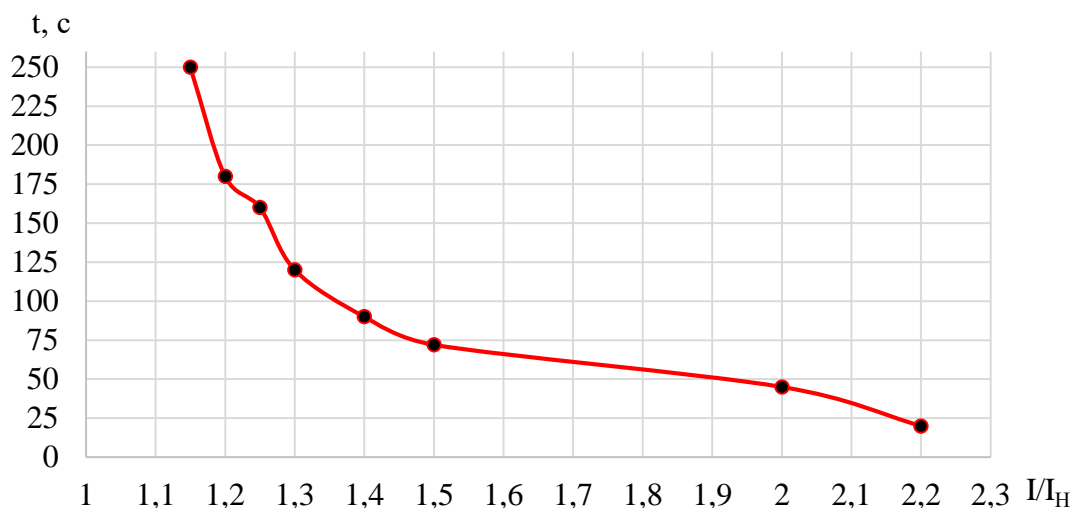


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

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

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{2,2 \cdot I_{НОМ.Р}}{0,98} = 2,245 \cdot I_{НОМ.Р}, \quad (5.61)$$

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

### 5.5. Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчета уставок, для защиты блока генератор-трансформатор было выбрано комплексное интеллектуальное устройство управления генератором, предназначенное для защиты, управления, измерения и контроля генераторов малой и средней величины производства ООО НПП «ЭКРА».

Таблица уставок и матрица отключений защит представлена в Приложении В, таблица В.1, В.2. Все рассчитанные защиты представлены на чертеже.



## 6 Компонировка гидроузла, выбор типа и расчет основных сооружений

### 6.1 Определение класса сооружения Витимской ГЭС

Класс водосливной плотины определяем по трём критериям:

- По высоте сооружения и типу грунта:

В основании сооружения залегает гранит. Расчетные характеристики для расчетов устойчивости ГТС по контакту бетон – скала:  $c = 70$  кПа,  $\text{tg}\varphi = 0,7$ , удельный вес грунта в массиве  $\gamma_{\text{гр}}^{\text{сух}} = 25$  кН/м<sup>2</sup>.

Высота бетонной водосливной плотины – 47 м ( $\nabla$  НПУ –  $\nabla$ дно=280-233=47 м)

Класс сооружения – III

- По назначению и условиям эксплуатации:

Установленная мощность  $N_{\text{уст}}=260$  МВт

Класс сооружения – III

- По последствиям возможных гидродинамических аварий на ГТС:

Число постоянно проживающих людей, которые могут пострадать от аварии гидротехнических сооружений: 1800 человек.

Класс сооружения – II

Выбираем класс, относящийся к наиболее ответственному классу – II класс.

### 6.2 Проектирование сооружений напорного фронта

#### 6.2.1 Определение отметки гребня плотины и гребня быка

Грунтовая плотина

За отметку гребня грунтовой плотины принимается отметка, вычисленная по формуле:

$$\nabla_{\text{ГПП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{\text{сНПУ}}, \quad (6.1)$$

где  $h_{\text{сНПУ}}$  – превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе.

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

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

$\Delta h_{\text{set}}$  – высота ветрового нагона воды в верхнем бьефе;

$a$  – конструктивный запас, принимаем 0,6 м.

Определение высоты ветрового нагона:

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

где  $k_w = 2,1 \cdot 10^6$  – коэффициент, принимаемый для скорости ветра 20 м/с;  
 $V_w = 20$  м/с – расчетная скорость ветра;  
 $L = 1700$  м – разгон волны для заданной местности, определяемый по розе ветров района гидроузла;  
 $d$  – условная расчетная глубина воды в водохранилище;  
 $\alpha = 0$  – угол между продольной осью водохранилища и направлением господствующих ветров;  
 $d$  – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

$$\Delta h_{\text{set}} = 2,1 \cdot 10^6 \cdot \frac{20^2 \cdot 1700}{9,81 \cdot 23,5} = 0,01 \text{ м},$$

$$d = \frac{\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА}}{2} = \frac{280 - 233}{2} = 23,5 \text{ м}, \quad (6.4)$$

Определение высоты волны 1% обеспеченности.

Вычисляем безразмерные комплексы  $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$  и  $\frac{g \cdot t}{V_w}$ , где  $t = 21600$  с – период развития волн на водохранилище

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 1700}{20^2} = 41,69, \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{20} = 10594,8, \quad (6.6)$$

Из графика [26, Приложение 1, рисунок 1] по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ , где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям  $\frac{g \cdot L}{V_w^2}$  и  $\frac{g \cdot t}{V_w}$  определяют параметры  $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$  и  $\frac{g \cdot T}{V_w}$ .

$$\text{При } \frac{g \cdot L}{V_w^2} = 41,69: \frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,012, \frac{g \cdot T}{V_w} = 1,25;$$

$$\text{При } \frac{g \cdot t}{V_w} = 10594,8: \frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,075, \frac{g \cdot T}{V_w} = 3,5.$$

Принимаем наименьшие значения комплексов  $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,012$ ,  $\frac{g \cdot T}{V_w} = 1,25$  и находим средний период волны  $T$ (с) и среднюю высоту волны  $\bar{h}$  (м):

$$T = \frac{1,25 \cdot V_w}{g} = \frac{1,25 \cdot 28}{9,81} = 2,55 \text{ с}, \quad (6.7)$$

$$\bar{h} = \frac{0,012 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,012 \cdot 20^2}{9,81} = 0,49 \text{ м}, \quad (6.8)$$

Вычисляем среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot \bar{T}^2}{2 \cdot \pi}, \quad (6.9)$$

$$\bar{\lambda}_d = \frac{9,81 \cdot 2,55^2}{2 \cdot 3,14} = 10,15 \text{ м},$$

Проверяем условие для глубоководной зоны водохранилища:  $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ .  
 $d > 0,5\bar{\lambda}_d$ .  $23,5\text{ м} > 5,075 \text{ м}$  – условие выполняется, зона глубоководная.

Определяем высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,49 \cdot 2,09 = 1,02 \text{ м}, \quad (6.10)$$

где  $k_i = 2,09$  – коэффициент, определяемый по графику [26, Приложение 1, рисунок 2] в зависимости от значения  $\frac{gL}{V_w^2} = 41,69$ .

$$h_{\text{run}1\%} = k_r k_p k_{sp} k_{\text{run}} h_{1\%}, \quad (6.11)$$

где  $k_r$  и  $k_p$  – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по таблице 6 [25], для каменного покрытия плит  $k_r = 1,0$  и  $k_p = 0,9$ ;

$k_{sp} = 1,5$  – коэффициент, принимаемый по таблице 7 [25] при скорости ветра  $20 \text{ м/с}$  и  $ctg\varphi = 3$  – для каменно-набросной плотины;

$k_{\text{run}} = 1,2$  – коэффициент, принимаемый по рисунку 10\* на странице 7[25] в зависимости от пологости волны  $\bar{\lambda}_d/h_{1\%}$ .

$$h_{\text{run}1\%} = 1,0 \cdot 0,9 \cdot 1,5 \cdot 1,2 \cdot 1,02 = 1,65 \text{ м}.$$

Определение отметки грунтовой плотины.

Для основного расчетного случая:

$$\nabla_{\text{ГГП}} = 280 + 2,26 = 282,26 \text{ м}.$$

### 6.3 Гидравлические расчеты

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

#### 6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

Определяется расчетный расход воды для основного расчетного случая  $Q_p$ , который должен пропускаться, при НПУ через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через гидроагрегаты ГЭС.

$$\begin{aligned} Q_{\text{осн.р}} &= Q_{\text{мах.осн}} - Q_{\text{ГЭС}} - Q_{\text{ав.вод}} \\ &= Q_{\text{мах}1\%} - Q_{1\text{агр}}(n - 1) - \frac{V_{\text{полез}}}{t_{\text{ср}}}, \end{aligned} \quad (6.12)$$

$$Q_{\text{осн.р}} = 1158,67 - 196,89 \cdot (4 - 1) - 323,44 = 244,56 \text{ м}^3/\text{с},$$

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

$Q_{1\text{агр}}$  – расход через один гидроагрегат Витимской ГЭС;

$n$  – число гидроагрегатов;

$$Q_{\text{ав.вод}} = \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}} = \frac{(2,87 - 1,17) \cdot 10^9}{5256006} = 323,44 \text{ м}^3/\text{с};$$

$V_{\text{полез}}$  – полезный объем водохранилища  $V_{\text{полез}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}}$ ;

$t_{\text{ср}}$  – время сработки водохранилища (2 месяца) ( $t_{\text{ср}} = 5256006 \text{ с}$ ).

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{244,56}{46} = 5,32 \text{ м}, \quad (6.13)$$

где  $q_b$  – удельный расход на водосливе,

$$q_b = 1,25 \cdot q_p, \quad (6.14)$$

где  $q_p$  – удельный расход на рисберме,

$$q_p = V_{\text{нр}} \cdot h_{\text{нб}} = 4 \cdot 9,2 = 36,8 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.15)$$

$$\text{Тогда } q_b = 1,25 \cdot 36,8 = 46 \text{ м}^3/\text{с},$$

где  $V_{\text{нр}}$  - допустимая скорость (для скального основания 4,0 м/с);

$h_{\text{нб}}$  - глубина воды в НБ при  $Q_{\text{осн.мах}} 0,1\%$  - 9,2 м.

Число пролетов  $n$  принимается равным 2, ширина пролета  $b$  равна 4 м

$$B = b \cdot n = 4 \cdot 2 = 8 \text{ м}, \quad (6.16)$$

### 6.3.2 Определение отметки гребня водослива

Рассчитывается криволинейный безвакуумный водослив практического профиля.

Напор на гребне водослива без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{244,56}{0,49 \cdot 8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 5,83 \text{ м}, \quad (6.17)$$

где  $m$  – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля [27, раздел 6-4]. Принимается в курсовом проекте  $m = 0,49$ .

Тогда полный напор на водосливе в первом приближении:

$$H_{02} = \left( \frac{Q_p}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left( \frac{244,56}{0,49 \cdot 0,83 \cdot 1 \cdot 8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 6,6 \text{ м}, \quad (6.18)$$

где  $\sigma_{\text{п}}$  – коэффициент подтопления, для курсового проектирования принимаем равным 1.

$\varepsilon$  – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа, определяется по формуле:

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{\zeta_y + (n-1)\zeta_0}{n} \cdot \frac{H_{01}}{b}, \quad (6.19)$$

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{5,83}{4} = 0,83.$$

где  $b$  – ширина пролета;

$n$  – число пролетов;

$\zeta_y$  – коэффициент формы боковых устоев, принимаем 0,7;

$\zeta_0$  – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане, принимаем 0,45.

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу  $V_0$ :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2 \cdot g} = 6,6 - \frac{1,1 \cdot 0,47^2}{2 \cdot 9,81} = 5,41 \text{ м}, \quad (6.20)$$

где  $V_0$  – скорость подхода потока к плотине,  
 $\alpha = 1,1$  – коэффициент Кориолиса,

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}) \cdot (B + (n - 1) \cdot \delta_6)} = \frac{244,56}{(280 - 233)(8 + (2 - 1) \cdot 3)} = 0,47 \text{ м/с}, \quad (6.21)$$

где  $\delta_6$  – толщина быка;

$B$  – ширина водосбросного фронта.

Таким образом:  $\delta_6 \geq 0,25 \cdot b = 0,25 \cdot 4 \geq 1 \text{ м};$

При разрезке быка его толщина увеличивается на 2 метр:

$$\delta_6 = 2 + 1 = 3 \text{ м}.$$

Отметку гребня водослива определяем:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 280 - 5,5 = 274,5 \text{ м}, \quad (6.22)$$

где  $H_{\text{ст}}$  – стандартный напор, ближайший к  $H$  в соответствии с техническим регламентом, принимаем 5,5 м.

Отметку верха быка вычисляем:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 274,5 + 1,6 \cdot 5,5 = 283,3 \text{ м}, \quad (6.23)$$

Проектная отметка гребня плотины в данном случае устанавливается по отметке верха быка, т.к.  $\nabla_{\text{ГБ}} = 283,3 \text{ м}$  больше  $\nabla_{\text{ГГП}} = 282,26 \text{ м}$

### 6.3.3 Пропуск расходов через донные отверстия и аварийного водосброса

Определим площадь водосбросных отверстий  $\omega_{\text{во}}$ , затем назначим размеры одного водосбросного отверстия:

$$Q_{\text{ав.в}} = \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}} = \frac{(2,87 - 1,17) \cdot 10^9}{5256006} = 323,44 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}, \quad (6.24)$$

$$Q_{\text{ав.в}} = \mu \omega_{\text{во}} \sqrt{2gH_{\text{во}}}, \quad (6.25)$$

$$\omega_{\text{BO}} = \frac{Q}{\mu\sqrt{2gH_{\text{BO}}}} = \frac{323,44}{0,825\sqrt{2\cdot 9,81\cdot 45}} = 13,19 \text{ м}^2, \quad (6.26)$$

где  $Q_{\text{ав.в}}$  – расход, сбрасываемый через аварийный водосброс  $\frac{\text{м}^3}{\text{с}}$ ;

$\omega_{\text{BO}}$  – площадь выходных отверстий,  $\text{м}^2$ ;

$\mu$  – коэффициент расхода, равный  $0,8 \div 0,82$ ;

$H_{\text{BO}}$  – напор над центром выходного отверстия.

$$H_{\text{BO}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ВО} = 280 - 235 = 45 \text{ м}, \quad (6.27)$$

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

$$\nabla \text{ВО} = \nabla \text{ПО} + \frac{h_{\text{BO}}}{2} = 235 + \frac{2}{2} = 235 \text{ м}, \quad (6.28)$$

где  $h_{\text{BO}} = 2 \text{ м}$  – высота отверстия принятая предварительно,  $\text{м}$ ;

$\nabla \text{ПО}$  – отметка порога отверстия, равная:

$$\nabla \text{ПО} = \nabla \text{ДНА} + h_{\text{п}} = 233 + 2 = 235 \text{ м}, \quad (6.29)$$

где  $h_{\text{п}} = 2 \text{ м}$  – высота порога,  $\text{м}$ .

Ширина выходного отверстия:

$$b'_{\text{BO}} = \frac{\omega_{\text{BO}}}{h_{\text{BO}}} = \frac{13,19}{3} = 4,39 \text{ м}, \quad (6.30)$$

Разбиваем ширину водосливного фронта на стандартные отверстия:

$$B = n_{\text{отв}} \cdot b_{\text{отв}} = 2 \cdot 3 = 6 \text{ м}, \quad (6.31)$$

Окончательно принимаем  $b_{\text{BO}} = 3 \text{ м}$ .

### 6.3.4 Построение профиля водосливной плотины

Оголовок безвакуумного практического профиля типа А строится по координатам Кригера-Офицера, приведенным в таблице 6-12 [27]. Координаты для построения оголовка плотины практического профиля определяются путем умножения табличных координат на  $H_{\text{см}} = 5,5 \text{ м}$  (таблица 6.1).

Таблица 6.1 – Приведенные координаты начального очертания гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки (Кригера – Офицера)

№ точки	x	y	№ точки	x	y
1	0	1,134	21	18	11,115
2	0,9	0,324	22	18,9	12,321

Окончание таблицы 6.1

3	1,8	0,063	23	19,8	13,572
4	2,7	0	24	20,7	14,877
5	3,6	0,054	25	21,6	16,2
6	4,5	0,243	26	22,5	17,64
7	5,4	0,54	27	23,4	19,098
8	6,3	0,9	28	24,3	20,601
9	7,2	1,314	29	25,2	22,158
10	8,1	1,782	30	26,1	23,76
11	9	2,304	31	27	25,416
12	9,9	2,889	32	27,9	27,117
13	10,8	3,546	33	28,8	28,863
14	11,7	4,275	34	29,7	30,645
15	12,6	5,076	35	30,6	32,481
16	13,5	5,949	36	31,5	34,362
17	14,4	6,876	37	32,4	36,279
18	15,3	7,857	38	33,3	38,241
19	16,2	8,883	39	34,2	40,239
20	17,1	9,972	40	35,1	42,282

На рисунке 6.1 представлено начальное очертание гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки Кригера – Офицерова.

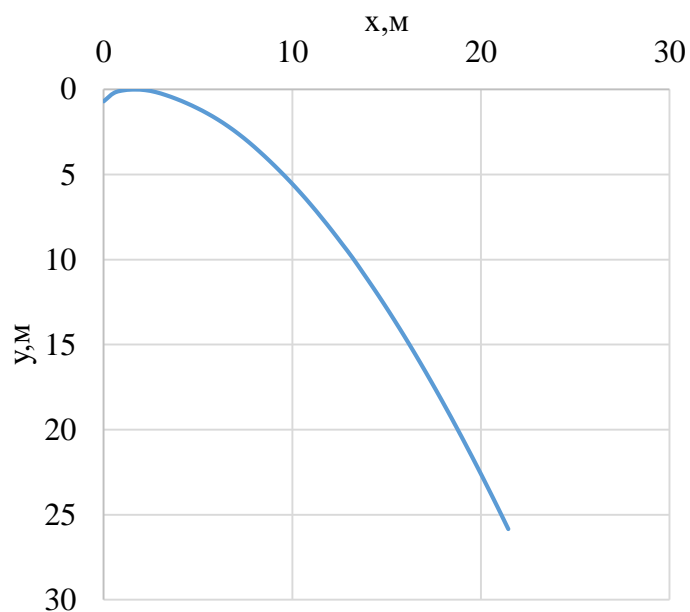


Рисунок 6.1 Начальное очертание гребня нормальной безвакуумной водосливной стенки Кригера – Офицерова.

Высота плотины равна:

$$C_n = \nabla_{ГВ} - \nabla_{Дна} = 274,5 - 233 = 41,5 \text{ м.} \quad (6.32)$$



### 6.3.5 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе

За плотиной необходимо получить затопленный прыжок. Для этого необходима либо соответствующая глубина в нижнем бьефе, либо гашение части избыточной энергии с помощью водобойной стенки, водобойного колодца или их комбинации.

Определяется критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B + (n - 1) \cdot \delta_6)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 244,56^2}{(8 + (2 - 1) \cdot 3)^2 \cdot 9,81}} = 3,81 \text{ м}, \quad (6.33)$$

Вычисляем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дно} = 280 - 233 = 47 \text{ м}, \quad (6.34)$$

Первая сопряженная глубина, рассчитывается методом последовательных приближений:

$$h'_c = \frac{q}{\varphi \sqrt{2g(\text{НПУ} - \text{ДНО} - h'_c)}}, \quad (6.35)$$

$$h'_c = \frac{22,23}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (280 - 233 - 0)}} = 0,81 \text{ м},$$

где  $q$  – удельный расход на водосливе:

$$q = \frac{Q_p}{B + \delta_B} = \frac{244,45}{8 + 3} = 22,23 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.36)$$

Уточняем величину  $h'_{c1}$ :

$$h'_c = \frac{22,23}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (280 - 233 - 0,81)}} = 0,82 \text{ м}.$$

Вторая сопряженная глубина:

$$h''_c = \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{h_{кр}}{h'_c}\right)^3} - 1 \right), \quad (6.37)$$

$$h''_c = \frac{0,82}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left(\frac{3,81}{0,82}\right)^3} - 1 \right) = 11,21 \text{ м}.$$

Так как  $h_{нб}=9,2$  м, а вторая сопряжённая глубина равна 11,21 следовательно прыжок не затоплен и водобойная стенка устанавливается.

### 6.3.6 Расчет водобойной стенки

Расчет высоты водобойной стенки  $h_{ст}$  проводят, рассматривая стенку как неподтопленный водослив практического профиля, следующим образом: рассчитывают высоту водобойной стенки  $h_{ст}$  по формуле:

$$h_{ст} = \sigma h_c'' - H_{ст} = 1,1 \cdot 11,21 - 5,72 = 6,61 \text{ м}, \quad (6.38)$$

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

$$\begin{aligned} H_{ст} &= \left( \frac{q}{m\sqrt{2g}} \right)^{2/3} - \frac{aq^2}{2g(\sigma h_c'')^2} = \\ &= \left( \frac{22,23}{0,35\sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} - \frac{1,1 \cdot 22,23^2}{2 \cdot 9,81 \cdot (1,1 \cdot 11,21)^2} = 5,72 \text{ м}, \end{aligned} \quad (6.39)$$

После определения высоты стенки  $h_{ст}$  проверяем условие сопряжения за стенкой по методике, изложенной в пункте 6.3.5, принимая  $T_0 = h_{ст} + H_{ст} = 6,61 + 5,72 = 12,32$  м.

Первая сопряженная глубина:

$$h'_{c1} = \frac{q}{\varphi\sqrt{2g(T_0 - h'_{c1})}} = \frac{22,23}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (12,32 - 0)}} = 1,59 \text{ м}, \quad (6.40)$$

Уточняем величину  $h'_{c1}$ :

$$h'_{c1} = \frac{22,23}{0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot (12,32 - 1,59)}} = 1,7 \text{ м},$$

Вторая сопряженная глубина:

$$\begin{aligned} h''_c &= \frac{h'_c}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{h_{кр}}{h'_c} \right)^3} - 1 \right) = \frac{1,17}{2} \left( \sqrt{1 + 8 \cdot \left( \frac{3,81}{1,7} \right)^3} - 1 \right) = \\ &= 7,3 \text{ м}, \end{aligned} \quad (6.41)$$

Так как  $h_{нб} = 9,2$  м, а вторая сопряжённая глубина  $h''_{c,2} = 7,3$  , следовательно прыжок затоплен.

### 6.3.7 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины при сбросе поверочного расчетного расхода. Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при ФПУ.

$$Q_p = Q_{0,1\%} - nQ_{1agr} - \frac{V_{пол}}{t_{cp}}, \quad (6.42)$$

где  $n$  – количество проектируемых ГА;

$Q_{maxпов} = 1380 \text{ м}^3/\text{с}$  – максимальный расчётный расход при обеспеченности 0,1% для II класса сооружений.

$$Q_{ГЭС} = n \cdot Q_{1ГА} = 4 \cdot 196,89 = 787,56 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.43)$$

$$Q_{авар} = \frac{V_{полез}}{t_{cp}} = \frac{(2,87-1,17) \cdot 10^9}{5256006} = 323,44 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.44)$$

$$Q_p = 1380 - 787,56 - 323,44 = 269 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01пов} = \left( \frac{269}{0,49 \cdot 8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 6,21 \text{ м},$$

Коэффициент сжатия найдем по формуле (6.19):

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \frac{0,7 + (2 - 1) \cdot 0,45}{2} \cdot \frac{6,21}{4} = 0,82,$$

Напор над гребнем водослива (6.18):

$$H_{02} = \left( \frac{269}{0,49 \cdot 0,82 \cdot 8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,09 \text{ м}, \quad (6.45)$$

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_{0пов} = \frac{Q_{p,пов}}{(\nabla_{ФПУ} - \nabla_{ДНА}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)},$$

где  $\nabla_{ФПУ}$  – отметка форсированного подпорного уровня, предварительно отметку ФПУ – принимаем равной 281 м, в дальнейшем отметка уточнится.

$$V_{0\text{пов}} = \frac{269}{(281 - 233)(8 + (2 - 1) \cdot 3)} = 0,51 \text{ м/с},$$

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

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V_{0\text{пов}}^2}{2 \cdot g} = 7,09 - \frac{1,1 \cdot 0,51^2}{2 \cdot 9,81} = 7,07 \text{ м}, \quad (6.46)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ} = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 274,5 + 7,07 = 281,57 \text{ м}, \quad (6.47)$$

В итоге расчетная отметка ФПУ превышает исходную отметку ФПУ=281 м. Принимаем ФПУ=281,57.

## 6.4 Конструирование плотины

### 6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Реальный профиль плоты должен удовлетворять двум условиям:

Отсутствие растягивающих напряжений в бетоне,

Устойчивость плотины против сдвига по основанию.

Исходя из условия отсутствия растягивающих напряжений на верхней грани и устойчивости плотины против сдвига, ширина подошвы для скального основания:

$$B_{\text{под}} = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 50 = 35 \text{ м}, \quad (6.48)$$

$$h = \nabla\text{НПУ} - \nabla_{\text{под}} = 280 - 230 = 50 \text{ м}, \quad (6.49)$$

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - \delta_{\text{в}} = 233 - 3 = 230 \text{ м}, \quad (6.50)$$

где  $\delta_{\text{в}}$  – толщина водобойной плиты определена в пункте 6.3.2.

### 6.4.2 Ширина плотины по гребню

Ширина плотины по гребню включает в себя ширину пешеходной дорожки, автодорогу и место для движения крана. На гребне проектируем дорожку для людей общей шириной – 1 м, проезжую часть шириной – 4 м и место под кран – 7 м. Общая ширина сооружения по гребню 14 м.

### 6.4.3 Разрезка плотины швами

Швы устраивают для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами. Расстояние между секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании принимается:

$$S = \delta_6 + b = 3 + 4 = 7 \text{ м}, \quad (6.51)$$

где  $\delta_6$  – толщина быка;

$b$  – ширина пролета.

Разрез делается по быку.

Температурные швы для плотин на скальном основании принимаются шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,3 см.

#### 6.4.4 Быки

Толщина быка была определена в пункте 6.3.2. Принимаем быки округлой формы, ширина и длина паза для ремонтного затвора 0,5 м, ширина паза рабочего затвора принимается 0,7 м, длина паза рабочего затвора принимается равной 1,0 м. Толщина быка между пазами 1,5 м.

#### 6.4.5 Устои

Для отделения водослива от здания ГЭС и грунтовой плотины, приминаются разделительные устои. Толщина устоя принимается по ширине быка, равной 3 м.

#### 6.4.6 Дренаж тела плотины

Принимается вертикальный дренаж. Диаметр вертикальных скважин – 20 см, расстояние между осями дренажа – 3м.

Расстояние от напорной грани плотины до оси дренажа  $a_{др}$ , а также до верхней грани продольной галереи:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{J_{кр}} \geq \frac{50 \cdot 1,20}{25} = 2,4 \text{ м}, \quad (6.52)$$

где  $H_d$  – напор над расчетным сечением при отметке  $H_d = 280 - 230 = 50$  м;

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности сооружения;

$J_{кр}$  – критический средний градиент напора для бетона плотины 25;

Принимаем  $a_{др} = 2,4$  м.

#### 6.4.7 Элементы подземного контура плотины

В основании плотины, проектируемой на скале, устраивается цементационная завеса и вертикальный дренаж.

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 - 0,8) \cdot H_{\text{max}} = (0,5 - 0,8) \cdot (280 - 234,5) = 23,5 \text{ м}, \quad (6.53)$$

где  $H_{\text{max}}$  – максимальный напор на плотину при НПУ и минимальном УНБ.

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 23,5 = 11,75 \text{ м}, \quad (6.54)$$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 20 см с шагом 2 м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{\text{кр}}} = \frac{27,3 \cdot 1,20}{15} = 2,2 \text{ м}, \quad (6.55)$$

где  $\Delta H$  – напор на завесу;

$J_{\text{кр}}$  – критический градиент напора в завесе.

$$\Delta H = H_{\text{д}} - H_{\text{ас}} = 45,5 - 18,2 = 27,3 \text{ м}, \quad (6.56)$$

где  $H_{\text{д}}$  – полный фильтрационный напор.

$$H_{\text{д}} = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{\text{min}} = 280 - 234,5 = 45,5 \text{ м}, \quad (6.57)$$

На основании СНиПа 2.06.06-85 Плотины бетонные и железобетонные, потеря напора на цем. завесе:

$$H_{\text{ас}} = 0,4H_{\text{д}} = 0,4 \cdot 45,5 = 18,2 \text{ м}, \quad (6.58)$$

Расстояние от напорной грани до оси цементной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1)B_{\text{под}} = (0,05 \div 0,1) \cdot 35 = 4 \text{ м}, \quad (6.59)$$

Принимается  $l_1 = 4 \text{ м}$ .

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа:

$$l_2 = 3,9 \text{ м}.$$

#### 6.4.8 Галереи в теле плотины

По высоте плотины галереи располагаем через 13 м.  
Галереи назначаем шириной 2 м, высотой 3 м. Буровые галереи шириной 3 м, высотой 4 м.

## 6.5 Конструктивные элементы нижнего бьефа

Для защиты грунтов основания от размыва потоком, сбрасываемым через плотину, устраивают водобой с водобойной стенкой и рисберму.

### 6.5.1 Водобой

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

Толщина водобойной плиты может быть определена по формуле В.Д.Домбровского:

$$\delta_B = 0,15 \cdot v_c \cdot \sqrt{h'_c}, \quad (6.60)$$

где  $v_c$  – скорость в сжатом сечении:

$$v_c = \frac{q}{h'_c} = \frac{22,23}{0,82} = 27,11 \text{ м/с}, \quad (6.61)$$

Тогда толщина водобойной плиты:

$$\delta_B = 0,15 \cdot 27,11 \cdot \sqrt{0,82} = 3,68 \text{ м}$$

Принимаем толщину водобойной плиты  $b_B=3$  м, и закрепляем на скале с помощью анкеров.

$$l_B = (0,8 \div 1)l_{пр}, \quad (6.62)$$

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

$$l_{пр} = 2,5 \cdot (1,9h_c'' - h'_c) = 2,5 \cdot (1,9 \cdot 11,21 - 0,82) = 51,2 \text{ м}, \quad (6.63)$$

Тогда длина водобоя:

$$l_B = 0,8 \cdot 51,2 = 40,96 \text{ м},$$

Длину водобоя принимаем 41 м.

## 6.5.2 Рисберма

Длина рисбермы:

$$l_{\text{пр}} = 0,4 \cdot 41 = 16,4 \text{ м.}$$

## 6.6 Определение основных нагрузок на плотину

Определение основных нагрузок определяется при расчетном случае - нормальный эксплуатационный при НПУ в верхнем бьефе и минимальном уровне нижнего бьефа (при Qвхк). Плотина имеет швы, поэтому нагрузки собираются на одну секцию.

### 6.6.1 Вес сооружения и затворов

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

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}}, \quad (6.64)$$

где  $S_{\text{пл}}$  – площадь поперечного сечения плотины;

$b$  – ширина пролета;

$\delta_{\text{б}}$  – толщина быка;

$$\gamma_{\text{б}} = \rho_{\text{в}} \cdot g.$$

Площадь поперечного сечения сооружения определяется графическим способом по чертежу с помощью программы AutoCad.

$$G_{\text{пл}} = \frac{773,14 \cdot 4 \cdot 24}{4 + 3} = 10603 \text{ кН/м.}$$

Вес быка и его центр тяжести определяется аналогично:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot b \cdot \gamma_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}}, \quad (6.65)$$

где  $S_{\text{б}}$  – площадь поперечного сечения быка;

$\delta_{\text{б}}$  – толщина быка.

$$G_{\text{пл}} = \frac{947,38 \cdot 4 \cdot 24}{4 + 3} = 12993 \text{ кН/м.}$$

Точки приложения равнодействующей веса плотины и веса быка и их плечи сил определяются в программе AutoCad:



$Y_{пл} = 6,56$  м,  $Y_B = 7,46$  м,  
 где  $Y$  – плечо силы относительно середины расчетного сечения (подошвы).  
 Вес плоского затвора определяется по формуле А.Р. Березинского:

$$Q_3 = 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.66)$$

где  $f$  – площадь затвора.

Площадь затвора вычисляется по формуле:

$$f = (\nabla\PhiПУ - \nablaГВ + 0,5) \cdot b = (281,57 - 274,5 + 0,5) \cdot 4 = 30,28 \text{ м}^2, \quad (6.67)$$

Тогда вес плоского затвора:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 30,28 \cdot \sqrt{30,28} \cdot 9,81 = 89,90 \text{ кН.}$$

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

$$q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{89,90}{4 + 3} = 12,84 \text{ кН/м.} \quad (6.68)$$

### 6.6.2 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику.

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды: со стороны верхнего бьефа:

$$H_B = \nablaНПУ - \nablaпод = 280 - 230 = 50 \text{ м,} \quad (6.69)$$

$$W_{вб} = \frac{\gamma_6 \cdot H_B^2}{2} = \frac{10 \cdot 1000 \cdot 50^2}{2} = 12500,00 \text{ кН,} \quad (6.70)$$

С нижнего бьефа:

$$H_H = \nablaУНБ_{(\text{min})} - \nablaпод = 234,51 - 230 = 4,51 \text{ м,} \quad (6.71)$$

$$W_{нб} = \frac{\gamma_в \cdot H_H^2}{2} = \frac{10 \cdot 1000 \cdot 4,51^2}{2} = 101,70 \text{ кН,} \quad (6.72)$$

На начальном этапе произведён расчёт фильтрации на скальном основании.

Пьезометрический напор по оси взвешенного давления  $H_t = 4,51$  м;

По оси суммарного давления грунта на плотину  $H_u = 50$  м;

По оси фильтрационного давления  $H_d = 45,49$  м.

Зная, что для II класса ГТС  $\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40$ ;  $\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,15$

По оси цементационной завесы:

$$H_{as} = 45,49 \cdot 0,4 = 18,2 \text{ м.}$$

По оси дренажных устройств:

$$H_{dr} = 45,49 \cdot 0,15 = 6,82 \text{ м.}$$

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы для основного случая:

$$h_1 = \nabla_{\text{УНБ}}(\text{min}) - \nabla_{\text{под}} = 234,51 - 230 = 4,51 \text{ м,} \quad (6.73)$$

$$S_{\text{вз}} = B_{\text{под}} \cdot h_1 = 35 \cdot 4,51 = 157,85 \text{ кН/м}^2, \quad (6.74)$$

Площади взвешивающего и фильтрационного давления определены в программе AutoCad:  $S_{\text{вз}} = 157,85 \text{ м}^2$ ,  $S_{\text{ф}} = 279,49 \text{ м}^2$ .

Сила взвешивающего и фильтрационного давления определяется по формулам:

$$W_{\text{вз}} = S_{\text{вз}} \cdot \gamma_{\text{в}} = 157,85 \cdot 10 = 1578,5 \text{ кН/м,} \quad (6.75)$$

$$W_{\text{ф}} = S_{\text{ф}} \cdot \gamma_{\text{в}} = 279,49 \cdot 10 = 2794,9 \text{ кН/м,} \quad (6.76)$$

Сила пригрузки воды со стороны нижнего бьефа  $S_{\text{пр}} = 5,24 \text{ м}^2$ ;

$$W_{\text{пр}} = S_{\text{пр}} \cdot \gamma_{\text{в}} = 5,24 \cdot 10 = 52,4 \text{ кН/м,} \quad (6.77)$$

Площади эпюр рассчитаны в программе AutoCad.

### 6.6.3 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань:

$$p_{\text{н}} = \gamma_{\text{н}} \cdot h_{\text{н}} \cdot \text{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{н}}}{2} \right), \quad (6.78)$$

где  $\gamma_H$  – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;

$h_H$  – толщина слоя наносов,  $h_H = 1$  м;

$\varphi_H$  – угол внутреннего трения наносов,  $\varphi_H = 20$ .

$$p_H = 10 \cdot 1 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{20}{2} \right) = 4,9 \text{ кН/м}^2, \quad (6.79)$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.:

$$E_H = \frac{p_H \cdot h_H}{2} = \frac{4,9 \cdot 1}{2} = 2,45 \text{ кН}, \quad (6.80)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$\begin{aligned} p_1 &= \gamma_H \cdot h_H \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = \\ &= 10 \cdot 1 \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 70 \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{35}{2} \right) \\ &= -70,2 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.81)$$

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

$$\begin{aligned} p_2 &= (\gamma_H \cdot h_H + \gamma_{\text{гр}} \cdot h_{\text{гр}}) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = \\ &= (10 \cdot 1 + 15,05 \cdot 2) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45 - \frac{35}{2} \right) - 2 \cdot 70 \cdot \operatorname{tg} \left( 45 - \frac{35}{2} \right) = \\ &= -62,01 \text{ кН/м}^2, \end{aligned} \quad (6.82)$$

где  $\gamma_{\text{гр}}$  вычисляется по формуле:

$$\gamma_{\text{гр}} = \gamma_{\text{гр}}^{\text{сух}} - (1 - n) \cdot \gamma_{\text{в}} = 25 - (1 - 0,005) \cdot 10 = 15,05 \text{ кН/м}^3, \quad (6.83)$$

где  $n$  – пористость сухого грунта, для гранита  $n = 0,005$ .

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

$$E_a = \frac{p_1 + p_2}{2} = \frac{-70,2 - 62,01}{2} = -66,1 \text{ кН}, \quad (6.84)$$

Так как значение равнодействующей активного давления грунта отрицательно, то его не учитываем в дальнейших расчетах.

#### 6.6.4 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном расчетном случае может быть определена упрощено по формуле А.Л. Можевитинова:

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left( \frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 10 \cdot 1,02 \cdot \left( \frac{10,15}{3,14} + \frac{0,32}{2} \right) = 17,3 \text{ кН}, \quad (6.85)$$

где  $h_{1\%}$  – высота волны 1%-ной обеспеченности;  
 $\bar{\lambda}$  – средняя длина волны;

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,02^2}{10,15} = 0,32 \text{ м}, \quad (6.86)$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{10,15}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,02 = 1,24 \text{ м}, \quad (6.87)$$

Плечо силы волнового давления определяют:

$$X = h_1 - y_c = 50 - 1,24 = 48,76 \text{ м}, \quad (6.88)$$

$$h_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 280 - 230 = 50 \text{ м}, \quad (6.89)$$

Верхняя точка основания эпюры волнового давления относительно НПУ –  $1,1h_{1\%} = 1,1 \cdot 1,02 = 1,12 \text{ м}$ .

Нижняя точка основания эпюры волнового воздействия относительно НПУ –  $8h_{1\%} = 8 \cdot 1,02 = 8,16 \text{ м}$ .

Зная верхнюю и нижнюю точки эпюры, а также площадь эпюры ( $W_{\text{волн}}$ ), определим высоты  $x$  треугольника:

$$X = \frac{2W_{\text{волн}}}{(1,1 + 8)h_{1\%}} = \frac{2 \cdot 17,3}{(1,1 + 8) \cdot 1,02} = 3,73. \quad (6.90)$$

#### 6.6.5 Оценка прочности плотины

Составляем таблицу 6.2, в которую вносим все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. В результате чего определяем напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности. Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

В таблице 6.2 представлены нагрузки действующие на плотину.

Таблица 6.2 – Нагрузки, действующие на плотину

Обозначение силы	$\gamma_f$	Направление силы	Основное сочетание нагрузок		
			Сила, кН/м	Плечо, м	Момент, кНм/м
$W_{вб}$	1,0	→	12500	16,67	192317
$W_{нб}$	1,0	←	101,7	1,5	-261
$G_b$	0,95	↓	12343	7,46	-121747
$G_{пл}$	0,95	↓	10073	6,56	-87115
$W_{взв}$	1,0	↑	1578,5	0	0
$W_{ф}$	1,0	↑	2794,9	9,66	25225
$E_n$	1,2	→	2,94	3,38	10
$W_{волн}$	1,0	→	17,3	48,76	792
$q_3$	0,9	↓	11,56	14,8	308
$W_{пр}$	1,0	↓	52,4	15,56	-2461
		N	18106	M	77256

Расчет краевых напряжений на сокращенный состав нагрузок:

Нормальное напряжение, действующее по горизонтальной площадке:

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B_d} + \frac{6 \cdot \sum M}{B_d^2}, \quad (6.91)$$

где  $N$  – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

$M$  – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

$B_d$  – ширина подошвы плотины.

$$N = G_{пл} + G_b - W_{взв} - W_{ф} + q + W_{пр}, \quad (6.92)$$

$$N = 10073 + 12343 - 1578,5 - 2794,5 + 11,56 + 52,4 = 18106 \text{ кН},$$

$$\sigma_y^u = -\frac{18106}{35} + \frac{6 \cdot 77256}{35^2} = -139 \text{ кПа},$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_v \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2), \quad (6.93)$$

где  $H_d^u$  – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u$  – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения;

$\gamma_v$  – удельный вес воды, кН/м<sup>3</sup>.

$$\sigma_x^u = -139 \cdot 0^2 - 10 \cdot 50 \cdot (1 - 0^2) = -500 \text{ кН/м}^2,$$

$$H_{xy}^u = -(\gamma_v \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = -(10 \cdot 50 - 567) \cdot 0 = 0, \quad (6.94)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -139 \cdot (1 + 0^2) + 10 \cdot 50 \cdot 0^2 = -139 \text{ кН/м}^2, \quad (6.95)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -10 \cdot 50 = -500 \text{ кН/м}^2, \quad (6.96)$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B_n} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{B_n^2} = -\frac{18106}{35} - \frac{6 \cdot 77256}{35^2} = -896 \text{ кПа}, \quad (6.97)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.98)$$

где  $m_t = 0,6$  – заложение низовой грани;

$H_d^t$  – напор над расчетным сечением со стороны НБ, м;

$\gamma_B$  – удельный вес воды, кН/м<sup>3</sup>

$$\sigma_x^t = -896 \cdot 0,6^2 - 10 \cdot 4,51 \cdot (1 - 0,6^2) = -357,15 \text{ кН/м}^2,$$

$$\tau_{xy}^t = (\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = (10 \cdot 4,51 + 896) \cdot 0,6 = 564,66 \text{ кН/м}^2, \quad (6.99)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B H_d^t = -10 \cdot 4,51 = -45,1 \text{ кН/м}^2, \quad (6.100)$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -896 \cdot (1 + 0,6^2) + 10 \cdot 4,51 \cdot 0,6^2 = -1201,95 \text{ кН/м}^2, \quad (6.101)$$

### 6.6.6 Критерии прочности плотины и ее основания

Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{1c} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_c \cdot R_b, \quad (6.102)$$

где  $\gamma_n = 1,20$  – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

$\gamma_{1c}$  – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая  $\gamma_{1c} = 1$ ;

$\gamma_c$  – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая  $\gamma_c = 0,9$ .

$$R_b \geq (1,20 \cdot 1 \cdot 1201,95)/0,9 = 1602,6 \text{ кН/м}^2, \quad (6.103)$$

Таким образом, предварительно принимается бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие  $R_b = 2600 \text{ кН/м}^2$ .

$$2600 \text{ кН/м}^2 \geq 1555,68 \text{ кН/м}^2.$$

На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma'_y < 0, \quad (6.104)$$

$$-139 \text{ кН/м}^2 < 0.$$

В зоне верховой грани плотины:

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

$$|-139,00| \geq 0,25 \cdot 10 \cdot 50$$

$$139,00 \text{ кН/м}^2 \geq 125 \text{ кН/м}^2.$$

Все три критерия прочности соблюдаются.

### 6.6.7 Обоснование устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотина рассчитывается на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

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

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

$$R = \sum N \cdot \text{tg}\varphi + c \cdot \omega, \quad (6.107)$$

$$R = 18106 \cdot 0,7 + 70 \cdot 35 = 15087,85 \text{ кН/м},$$

где  $\text{tg}\varphi = 0,84$  – внутреннее трение для грунта основания;

$c = 150 \text{ кН/м}^2$  – сцепление грунта основания;

$\omega = B_{\text{под}} \cdot 1 = 35 \text{ м}^2$  – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр.

$$F = W_{\text{ВБ}} - W_{\text{НБ}} + W_{\text{волн}} + E_n, \quad (6.108)$$

$$F = 12500 - 101,7 + 17,3 + 2,94 = 12418,5 \text{ кН/м},$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{15087,85 \cdot 0,95}{12418,5 \cdot 1} \geq 1,20$$

$$1,2 \geq 1,2$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.



## **7 Пожарная безопасность. Охрана труда**

### **7.1 Безопасность гидротехнических сооружений, охрана труда**

Важнейшей задачей службы эксплуатации Витимской ГЭС являются обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий могут быть катастрофическими, поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации проектируемой ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений», требованием которого является составление декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет порядок, содержание составления Декларации о безопасности ГТС. обязательным является осуществление государственной экспертизы для ГТС при их проектированиях, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте или восстановлении.

Ответственность за обеспечении безопасности лежит на собственнике ГЭС. Для контроля состояния основных сооружений проектируемой ГЭС должны быть предусмотрены контрольно-измерительные аппараты, который отслеживают изменения в состоянии плотины. Собственник ГТС в соответствии с Федеральным законом должен разработать декларацию безопасности, которая является основным документом, содержащим сведения о соответствии ГТС критериям безопасности.

#### **Охрана труда**

Проектирование, строительство, реконструкция, ремонт и организация эксплуатации гидротехнических сооружений и гидромеханического оборудования энергоснабжающих организаций, территория и акватория, где они размещаются, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать действующим нормам:

- Строительным нормам и правилам;
- Нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций;
- Российского регистра гидротехнических сооружений;
- Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации»;
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений»;
- Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию;
- государственным стандартам безопасности труда;

- правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации;
- правила пожарной безопасности в Российской Федерации;
- иные действующие государственные и отраслевые нормативные и правовые акты.

Отклонение от правил, как при обслуживании действующего, так и вновь вводимого или реконструируемого оборудования не допускаются. Только при введении новых нормативных актов по охране труда.

Основными задачами в области охраны труда, техники безопасности при эксплуатации оборудования и сооружений ГЭС является обеспечение выполнения требований охраны труда, информирование и консультирование по вопросам охраны труда, для создания безопасных условий работы и уменьшение производственного травматизма, заболеваемости. Обучение безопасным приемам работы, приемам оказания первой медицинской помощи при несчастных случаях, выявление и устранение причин производственного травматизма.

На ГЭС организацию работы по технике безопасности, охране труда должен осуществлять руководитель организации, руководители подразделений и производственных участков. Названные лица, в соответствие со своими должностными инструкциями, обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, инструктаж и обучение персонала безопасным методам работы и контроль выполнения правил техники безопасности.

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

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

Каждый работник станции должен быть обучен безопасным приемам работы, приемам оказания первой медицинской помощи при несчастных случаях, пройти проверку знаний и иметь документ о праве проведения этих работ.

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

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

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы;

На ГЭС должны быть разработаны и доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

## **7.2 Пожарная безопасность**

Требования к пожарной безопасности изложены в федеральном законе от 22 июля 2008г. №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». В соответствии с действующим законодательством ответственность за противопожарное состояние ГЭС возлагается на руководителя станции или другое лицо, назначенное приказом. ГЭС должна быть оборудована системами пожаротушения и пожарной сигнализации, для обнаружения, оповещения и устранения пожаров, пути эвакуации людей.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных помещений и установок возлагается на руководителей структурных подразделений или на назначенных должностных лиц.

Руководители отделов, подразделений и лиц, ответственных за пожарную безопасность отдельных подразделений, помещений и оборудования, обязаны:

- обеспечивать разработку планов эвакуации людей, оборудования на случай пожара.
- обеспечивать соблюдение установленного противопожарного режима, требований правил пожарной безопасности и инструкции о мерах пожарной безопасности.
- знать характеристики пожарной опасности зданий, сооружений, технологических процессов, производственного оборудования, хранимых, используемых и обращающихся в производстве веществ и материалов и организовывать пожаробезопасное хранение, транспортирование и применение пожаровзрывоопасных веществ.
- проводить периодические осмотры территории, здания, производственных и служебных помещений с целью контроля за содержанием путей эвакуации людей, первичных средств пожаротушения, источников водоснабжения и т.д. и принимать срочные меры по устранению отмеченных недостатков.
- обеспечивать исправное содержание и постоянную готовность к действию средств противопожарной защиты, пожарной сигнализации и связи
- обучать работающих правилам пожарной безопасности.

– не допускать проведение работ с применением открытого огня в непредусмотренных для этой цели местах без письменного разрешения руководителя предприятия.

– знать правила содержания и применения имеющихся в подразделении первичных средств пожаротушения и обеспечивать их постоянную готовность;

– руководить действиями пожарных расчетов во время тушения пожаров;

– руководить эвакуацией людей и материальных ценностей во время пожара.

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

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

– Вводный инструктаж по пожарной безопасности;

– Повторные инструктажи, вопросов по пожарной безопасности;

– Проведение противопожарных тренировок;

– Повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;

– Изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

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

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

## 8 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Витимского гидроузла

### 8.1 Общие сведения о районе строительства

Витимский гидроузел расположен в Иркутской области на реке Витим вблизи с городом Бодайбо.

Исток р. Витим формируется на слиянии водных потоков Чина и Витимкан. Точка лежит на одном из склонов Икатского хребта, на высоте 1 171 метр над уровнем моря. С запада на восток огромной дугой окружает в южной части Витимское плоскогорье, далее к северу прорезает Южно-Муйский и Северо-Муйский хребты, разделют Северо Байкальское и Патомское нагорья и впадает в Лену.

Длина реки составляет 1837 км. Площадь водосборного бассейна — 225 тыс. км<sup>2</sup>. Ширина русла изменяется от 160 (верхнее течение) до 400 м (нижнее течение). Глубина потока до 7 метров.

Проектируемый гидроузел находится в нижнем течении р. Витим. Ширина русла в нижнем течении достигает 400 м.

Питание реки Витим преимущественно дождевое. До 75–90% стока воды реки формируется дождевыми осадками (до 400 мм в год).

Быстрое формирование волны половодья при снеготаянии связано с распространением мерзлоты и значительным общим уклоном территории. Это проявляется в большой интенсивности подъёма и спада уровней в реке. Дождевые паводки менее резкие. При прохождении паводков наблюдаются наибольшие расходы воды, превышающие расходы весеннего половодья. Начало ледовых явлений – в середине октября. Осенний ледоход продолжается 2-3 недели, сопровождается заторами на перекатах Ледостав устанавливается в конце октября – начале ноября. Толщина льда достигает 1,5-1,9 м. В верховьях на отдельных участках река промерзает. Вскрытие реки происходит сверху вниз за 7-8 дней во второй половине мая.

Рассматриваемая территория относится к резко-континентальному климату. Средние температуры холодного периода года варьируют от -5 °С до -40 °С, а теплого от 10 °С до 35 °С. Среднее выпадение осадков около 450 мм в год.

Основными источниками загрязнения реки Витим вблизи города Бодайбо является сброс неочищенных и недостаточно очищенных сточных вод, в результате чего, в водном объекте концентрация аммония, нитритов, фосфатов, а также нефтепродуктов превышает предельный уровень. Одним из крупнейших загрязняющих объектов является крупный золотодобывающий объект в районе гидроузла. Вогнутые коренные берега реки – крутые, сложены прочными коренными породами; на них развиты овалльно-осыпные процессы, поставляющие в русло крупнообломочный материал.

На вечно мерзлой почве бассейна Витим древесная растительность состоит преимущественно из хвойных лесов. В месте расположения створа местами

встречаются глухие чащи леса, состоящего из смеси сосны, кедра, лиственницы, пихты, ольхи, березы, осины и т. д. По мере поднятия на вершины гор высокий лес сменяется корявыми и карликовыми породами и зелень лугов — ягелями и мхами.

В Бодайбинском районе обитает 35 видов млекопитающих, а так же 228 видов птиц.

К основным видам относятся:

парнокопытные – северный олень, изюбрь, лось, кабарга, косуля.

пушные - медведь, россомаха, волк, выдра, американская норка, белка, заяц, соболь, колонок, ласка;

птицы – кряква, белая трясогузка, речная крачка, веснянка, чечевица, ястребиная сова.

К животным включенным в Красную книгу РФ относятся: черношапочный сурок чёрный аист, беркут, орлан – белохвост, сокол – сапсан, скопа, филин, журавль-красавка и др. В связи с этим, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности исчезающих видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Витимского гидроузла на редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

Водные биологические ресурсы реки Витим на участке строительства Витимской ГЭС представлены следующими видами: язь, щука, плотва, окунь, тугун, таймень, хариус, налим и др.

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

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

## **8.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства**

При строительстве Витимского ГУ выполняются следующие виды работ: выемка грунта и складирование его в полезную насыпь; отсыпка перемычек; подготовка площадки к строительству и ее обустройство; расчистка и планировка территории;

возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;  
строительство основных сооружений;  
строительство поселка эксплуатирующего персонала.

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;

подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;

выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;  
образование и обращение с отходами;

опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;  
переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;

изменение процессов переноса и седиментации наносов;

формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды в нижнем бьефе Витимского гидроузла;

формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

очистка территории от остатков строений и мусора;

вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;

санитарная очистка территорий животноводческих объектов;

засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

технические мероприятия, исключаяющие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;

технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты.

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

### **8.3 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища**

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора;

мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ;

работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища;

требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

на территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения;

оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки;

выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом;

нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки;

очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию;

навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля;

почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы



территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период включают в себя организационные и санитарно-технические мероприятия.

К организационным мероприятиям относятся:

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

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

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

получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

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

расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

организация и проведение производственного экологического контроля.

К санитарно-техническим мероприятиям относятся:

раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

организация контроля над соблюдением установленных нормативов ПДВ;

организация и осуществление контроля качества сточных , дренажных и природных поверхностных вод;

соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

организация стоянок автотранспорта в специально-оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

#### **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, лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные.

#### **8.4.1 Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме**

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

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

где  $N$  – объем бетонных работ,  $\text{м}^3$  (132514  $\text{м}^3$ );

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

$\rho$  – плотность бетона,  $\text{т}/\text{м}^3$  ( $\rho = 2,5 \text{ т}/\text{м}^3$ );

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{132514 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 5963,13 \text{ т}$$

#### **8.4.2 Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные**

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5

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

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

где  $N$  – количество арматуры, ( $N = 87 \text{ т}$ );

$q$  – удельный норматив образования, ( $q = 1,0 \%$ );

$\rho$  – плотность бетона, ( $\rho = 2,0 \text{ т}/\text{м}^3$ );

$$M = \frac{87 \cdot q}{100\%} \cdot 2 = 1,74 \text{ т}.$$

#### **8.5 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации**

В период эксплуатации Витимского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;

выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;

образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений; на среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

регулирование водным режимом водотока;

очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;

обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;

при проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что вблизи от ГЭС находится населенный пункт – г.Бодайбо, согласно СП от 2.2.1/2.1.11200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов.

Также, согласно СП от 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения питьевого назначения» требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Витим от сбросов Витимской ГЭС ниже по течению реки.

Режим использования зон санитарной охраны источников (ЗСО) питьевого водоснабжения города Бодайбо, в пределах промышленных площадок объектов Витимской ГЭС регламентируется требованиями СанПиН 2.1.4.1110-02:

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

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

## 9 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

### 9.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования. Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2022	2023	2024	2025	2026
Установленная мощность	МВт	260	260	260	260	260
Число часов использования установленной мощности	Часы	1488	1488	1488	1488	1488
Выработка электроэнергии	МВт*ч	386880	386880	386880	386880	386880
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	3868,8	3868,8	3868,8	3868,8	3868,8
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	383011	383011	383011	383011	383011
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1077	1110	1143	1175	1170
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	412,5	425,14	437,78	450,04	461,91
НДС к выручке	млн.руб	68,75	70,86	72,96	75,01	76,99

Из всех представленных в таблице показателей изменяются Тариф на электроэнергию, Выручка от реализации электроэнергии и НДС к выручке, исходя из этого можно сделать вывод, увеличение выручки обусловлено увеличением тарифов на электроэнергию.

## 9.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ОАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств м незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

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

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/Мвт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,20	66,36
Прочие	274,00	71,25
Итого по ГЭС		137,61

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в %, представлены в таблице 9.3.

Таблице 9.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этапы жизненного цикла проекта (лет)			
1 - 5	6 - 15	16 - 25	свыше 25
0,06%	0,09%	0,14%	0,20%

Рассчитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условиям РусГидро, результат представлен в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО – ЕЭС»	135,38 тыс.руб/Мвт	35,20
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 руб/Мвт*ч	2,46
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/Мвт*ч	0,71
Итого		38,38

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт\*ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 9.5.

Таблица 9.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления, млн.руб.	137,08	163,88	260,00	364,92	387,88

## Окончание таблицы 9.5

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Расходы на страхование, млн.руб.	12,75	14,84	22,23	29,81	28,76
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	137,61	137,61	137,61	137,61	137,61
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	15,90	18,54	27,78	37,26	35,95
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	38,38	38,38	38,38	38,38	38,38
Налог на воду, млн.руб.	9,88	10,78	10,78	10,78	10,78
Итого, млн.руб.	351,64	384,05	496,79	618,77	639,37

Большую часть текущих затрат составляют амортизационные отчисления и эксплуатационные затраты. Амортизационные отчисления увеличиваются с течением времени, а итоговая стоимость текущих затрат резко возрастает в 2024 году. Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы (рисунок 9.1).

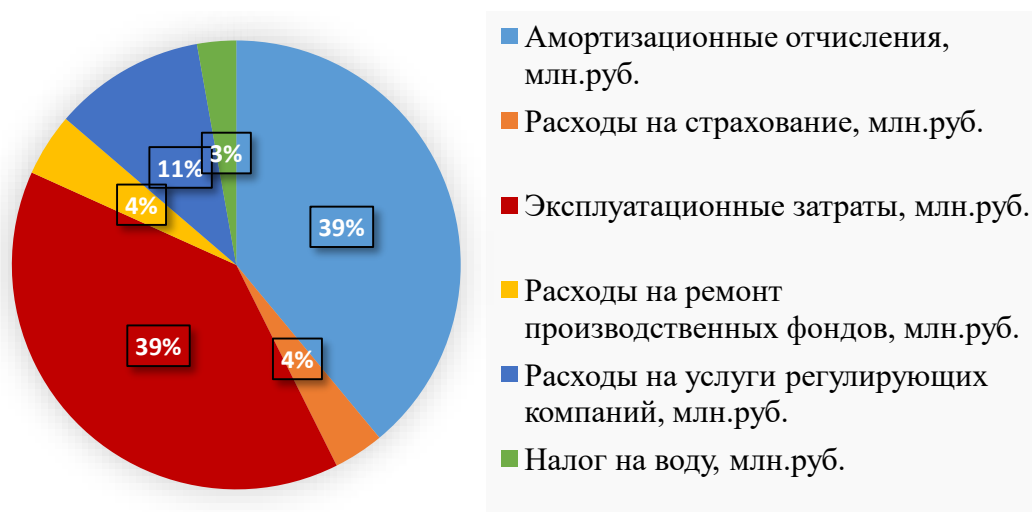


Рисунок 9.1– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

### 9.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;

- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт.ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн.руб.	313,95	368,09	356,25	312,74	351,13
НДС, млн.руб.	73,29	276,12	302,92	147,43	412,30
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	71,76	71,76	71,76	71,76	71,76
Налог на имущество, млн.руб.	29,25	29,47	49,37	64,23	65,84
Итого, млн.руб.	416,56	673,76	708,60	524,47	829,34

#### 9.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 9.7.

Таблица 9.7 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Выручка (нетто), млн.руб.	2011,55	2079,35	2142,58	2023,01	2271,51
Текущие расходы, млн.руб.	351,64	384,05	496,79	618,77	639,37
ЕВИТДА (Валовая прибыль), млн.руб.	2000,77	2068,57	2131,79	2012,23	2260,73
ЕВИТ(прибыль от налогообложения), млн.руб.	1798,53	1834,73	1784,91	1543,04	1770,99
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	343,91	366,95	356,98	308,61	354,19
НОПАТ (чистая прибыль), млн.руб.	1454,62	1467,78	1427,93	1234,43	1416,79
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00



Динамика расходов меньше, чем динамика доходов, следовательно, прибыль растет. Динамика чистой прибыли показана на рисунке 9.2:

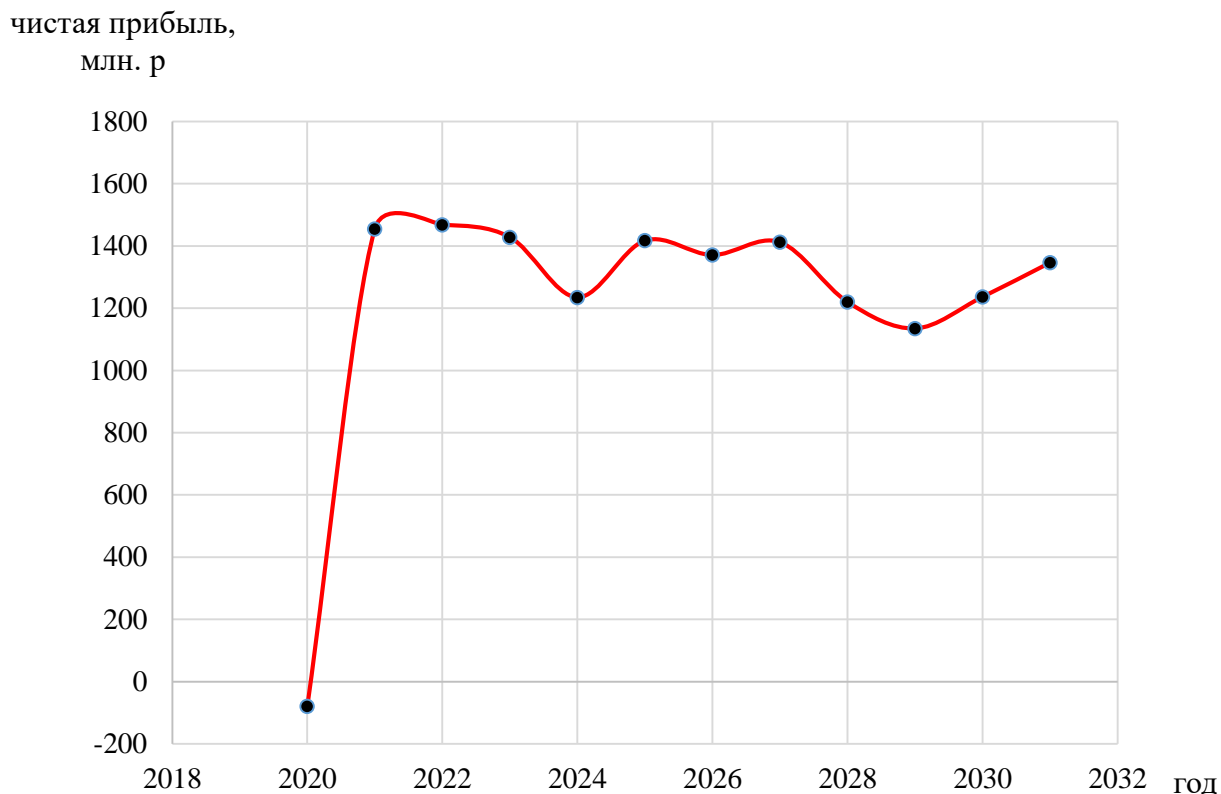


Рисунок 9.2 – Динамика чистой прибыли, млн. руб

В начале реализации проекта с 2020 и до конца года происходит отток денежных средств, так как в начале строительства электроэнергия и мощность не вырабатывается.

С начала 2021 года начинается производство электроэнергии и мощности и соответственно убытки уменьшаются и строительство начинает окупаться.

С 2028 года по завершению строительства и прекращению оттоков средств на строительство, наблюдается положительная динамика увеличения прибыли, и затраты начинают окупаться.

Наглядно изменение суммы прибыли/убытков по проекту можно увидеть на рисунке 9.3:

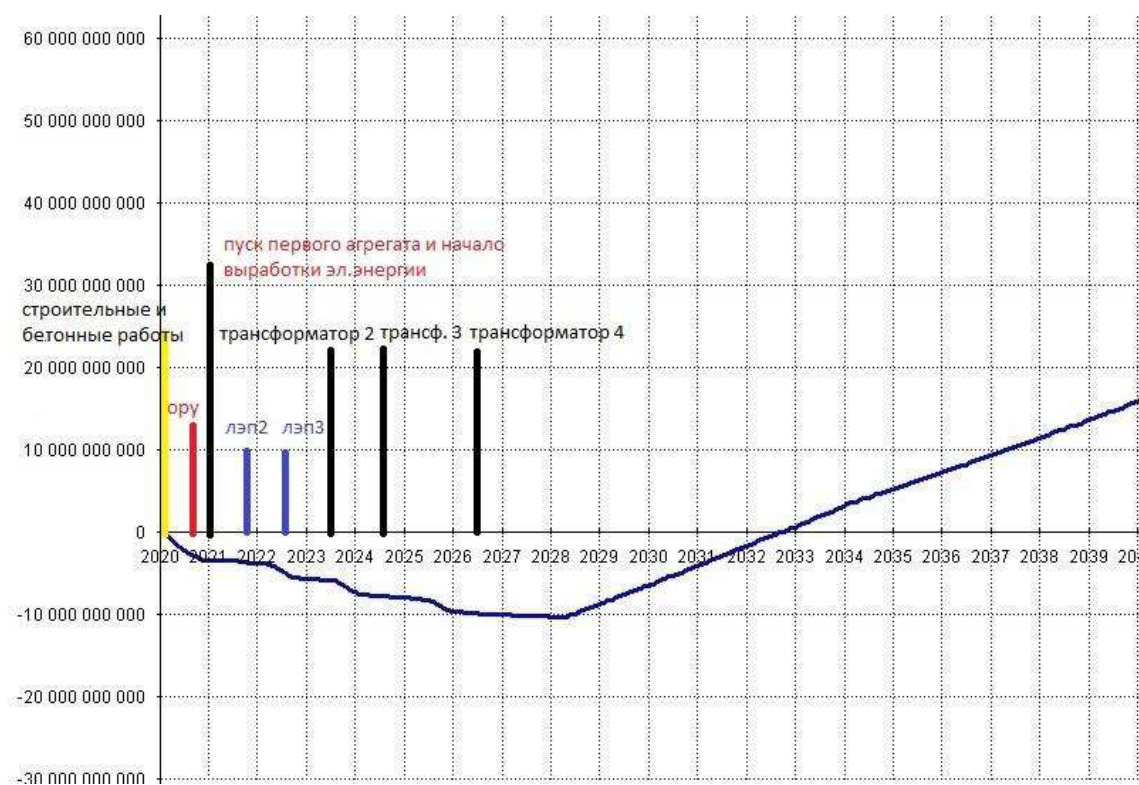


Рисунок 9.3 – Изменение суммы прибыли/убытков по проекту, с добавлением крупных этапов строительства проекта, млн. руб

## 9.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

## 9.6 Методология, исходные данные

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

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости
4. И т.д.

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

- а) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных 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) «Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии

предТЭО и ТЭО», 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) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1. Период прогнозирования для Витимской ГЭС составляет 25 лет, в соответствии со сроком службы основного оборудования.

2. Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2020 года.

3. Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

### 9.7 Коммерческая эффективность

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

Доходная часть формируется от продажи электроэнергии Витимской ГЭС на реке Витим мощностью 260 МВт.

Показатели эффективности представлены в таблице 9.8:

Таблица 9.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Витимская ГЭС на реке Витим»

Наименование	2020
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPВ, мес	153
Чистый приведенный доход – NPV, млн.руб	810,2
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,1
Внутренняя норма рентабельности - IRR, %	12,32
Себестоимость эл.энергии, руб/Квт·ч	0,51
Удельные капиталовложения, руб/Квт	94084,62

### 9.8 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности отражают влияние результатов проекта на доходную часть федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов различных уровней формируется за счёт налоговых поступлений величина которых показана в таблице 9.9.

Таблица 9.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональные бюджеты

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025
В федеральный бюджет, млн.Рублей	397,12	654,99	669,95	470,95	774,21
В региональный бюджет, млн.Рублей	29,25	29,47	49,37	64,23	65,84
Итого налоговых поступлений, млн.Рублей	426,37	684,466	719,31	535,18	840,05

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

### 9.9 Анализ чувствительности

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

В данном разделе проведен анализ чувствительности индекса доходности к изменениям:

- а) Ставки налогов;
- б) Цена сбыта;
- в) Объем сбыта;

Пределы изменения рассматриваемых факторов определялись экспертно.

На рисунке 9.4 представлено изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов.

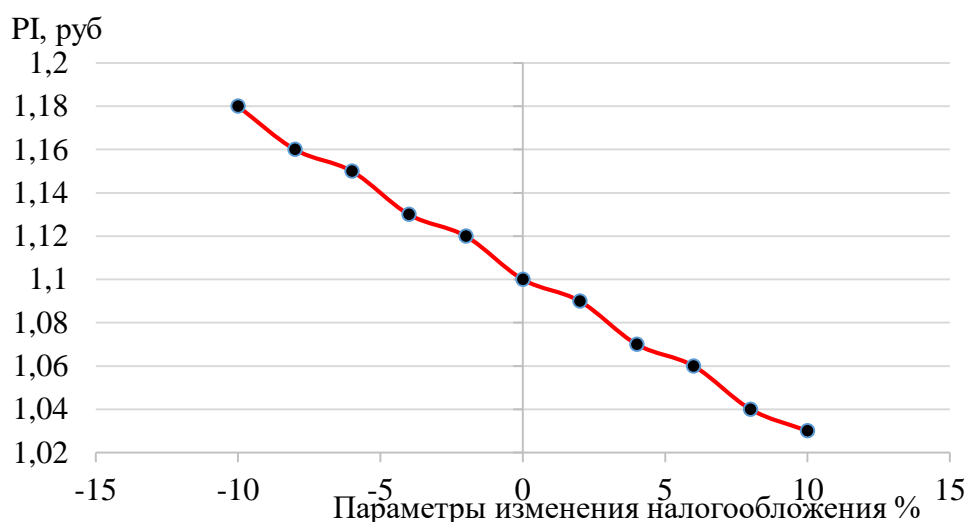


Рисунок 9.4 – Изменение PI в зависимости от изменения ставки налогов

По построенному графику можно сделать заключение, что при уменьшении ставки налогов, индекс прибыльности увеличивается, а при увеличении-наоборот, т.е. присутствует обратная зависимость. При

уменьшении ставки налогов, проект будет быстрее окупаться и будет более эффективен.

На рисунке 9.5 представлено изменение PI в зависимости от изменения цены сбыта.

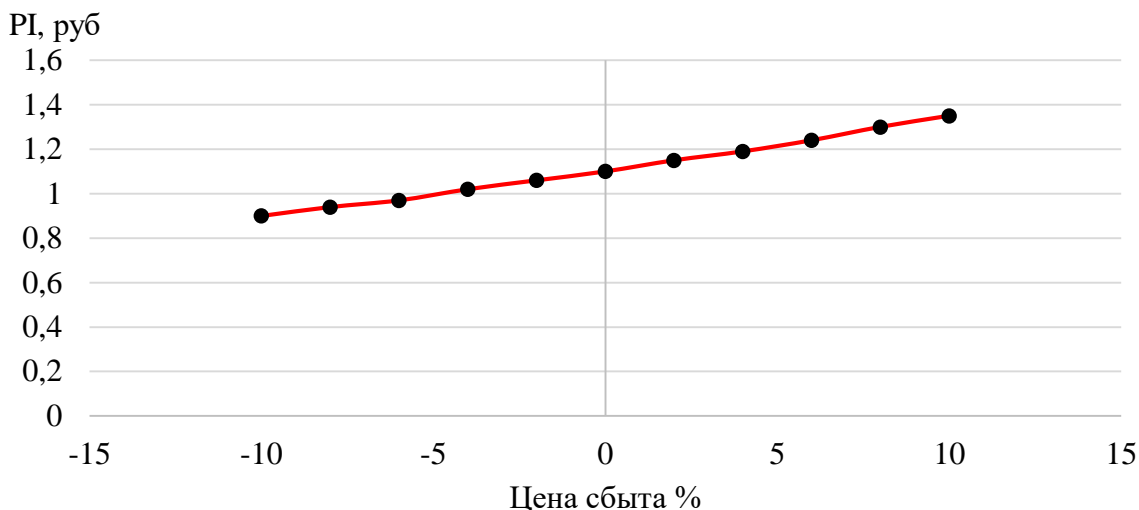


Рисунок 9.5 — Сумма PI в зависимости от изменения цены сбыта

По данному графику можно сказать, что такой показатель, как индекс прибыльности прямо зависит от цены сбыта. При увеличении цены сбыта, растет прибыль с каждой единицы продукции, соответственно и растет индекс прибыльности.

На рисунке 9.6 представлено изменение суммы PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования. Увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению величины PI.

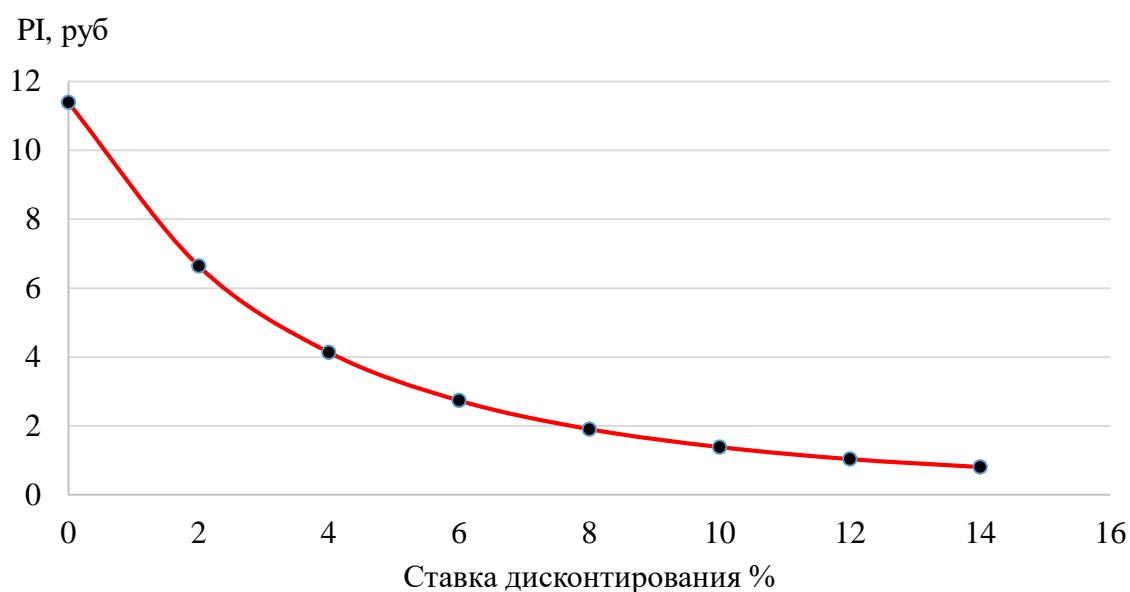


Рисунок 9.6 — Сумма PI в зависимости от изменения ставки дисконтирования

## **10 Повышение эффективности энергосистемы города за счет построения интеллектуальной системы энергоресурсов**

Проблемой для любой электрической сети являются технические потери электрической энергии из-за сопротивления проводников и коммерческие потери из-за хищения потребителями. Одной из ключевых задач интеллектуальной системы является снижение всех видов потерь. Лидирующие позиции по минимизации уровня потерь электроэнергии в мире: Республика Корея, Израиль, Германия и Япония. В России суммарные потери в сетях Единой национальной электрической сети (ЕНЭС) составляет 12,34% от отпуска электроэнергии в сеть.

В настоящее время в России развивается технология интеллектуальной энергосистемы, называемая Smart Grid.

### **10.1 Определение Smart Grid**

Smart Grid ("интеллектуальные сети электроснабжения") — это модернизированные сети электроснабжения. Которые обрабатывают большой объем информации и используют результат анализа, тем самым позволяют существенно повысить эффективность, надежность, экономическую выгоду, а также устойчивость производства и распределение электроэнергии.

Интеллектуальная сеть соответствует критериям:

- наблюдаемость параметров системы и режима работы всех элементов электросетевого комплекса;
- интеллектуальный учет электроэнергии;
- управляемость электросетевого комплекса в режиме реального времени посредством цифровых систем связи и оборудования;
- самодиагностика и способность к самовосстановлению после сбоев в работе отдельных элементов;
- интеллектуальное, адаптивное управление режимом работы электросетевого оборудования с учетом режимов потребления электрической энергии.

### **10.2 Цели внедрения Smart Grid в электрической сети города**

- Повышение качества и надежности электроснабжения потребителей;
- Снижение аварийности в электрических сетях;
- Снижение эксплуатационных затрат в электрических сетях;
- Повышение управляемости электросетевой инфраструктуры;
- Существенное снижение потерь энергии.

### **10.3 Построение интеллектуальной энергосистемы на примере г. Уфа**

Рассмотрим проект по внедрению Smart Grid в городе Уфа на конкретном примере, реализованном компанией «БЭСК». Проект состоит из нескольких ключевых этапов:

- Подготовка технического задания на разработку предварительного технико-экономического обоснования (ПредТЭО);
- Разработка ПредТЭО
  - Сбор исходных данных
  - Подготовка модели «как есть»
  - Анализ сети по построенной модели
  - Формирование сценариев развития сети
  - Создание концепции Smart Grid для каждого сценария
  - Технико-экономическое сравнение сценариев
  - Построение плана перехода от текущей ситуации к целевой модели
- Реализация пилотного проекта
- Реализация основного проекта

### Подготовка технического задания на разработку предварительного технико-экономического обоснования (ПредТЭО)

Техническое задание ПредТЭО является ключевым документом и составляет 70% успеха. На данном этапе должно быть охарактеризованы измеряемые цели работы. С помощью программы project expert строится календарный план с описанием продолжительности каждого этапа (рисунок 10.1).

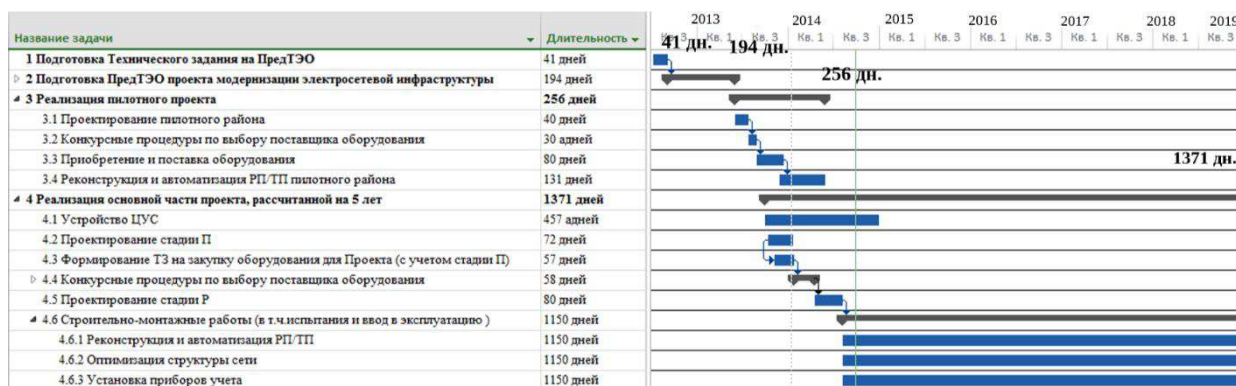


Рисунок 10.1 – Календарный план

### Разработка ПредТЭО

#### Сбор исходных данных

Первым шагом формирования модели сети является сбор исходных данных. Передача исходных от заказчика исполнителю данных осуществляется путем заполнения опросных листов либо путем передачи существующих

эксплуатационных документов. Опыт показал, что наилучшим является сочетаниях обоих вариантов.

### **Подготовка модели «как есть»**

После сбора всех исходных данных строится модель текущего состояния электросетевой инфраструктуры. Для этого используется специализированное программное обеспечение, позволяющее проанализировать текущее состояние электрической сети. Поскольку исполнителем ПредТЭО выступала компания «Сименс», моделирование осуществлялось на базе программного обеспечения данной компании – PSS Sincal. Этот продукт позволяет в единой среде построить модель и провести все необходимые расчеты.

### **Анализ сети по построенной модели**

После того как модель завершена, исполнителем осуществляется ее анализ. По результатам анализа должен быть сформулирован четкий перечень проблем, не позволяющих электросетевой компании достичь поставленной цели.

Например, в случае с ОАО «БЭСК» в числе выделенных проблем были: низкий уровень телемеханизации распределительной сети, устаревшее коммутационное оборудование и оборудование РЗА, отсутствие типовых технических решений в области релейной защиты кабельных распределительных сетей, большое количество поперечных связей между линиями, ведущее к распространению повреждений. Несмотря на наличие в электросетевой компании собственного штата высококвалифицированных и опытных технических специалистов, отлично знающих управляемую ими сетевую инфраструктуру, необходимо привлечь к анализу сторонних исполнителей. Во-первых, это позволит решить проблемы, над которыми заняты технические специалисты, во-вторых, обеспечит свежий взгляд со стороны и, в-третьих, сторонний наблюдатель может увидеть недостаток в тех характеристиках сети, которые местные технические специалисты считают преимуществом. После завершения этапа анализа исполнителем проводится презентация промежуточных результатов проекта, по результатам которой

### **Формирование сценариев развития сети**

После проведения анализа состояния сети «как есть», образуются альтернативные сценария развития электросетевой инфраструктуры, направленные на решения проблем, выявленных по его результатам.

Для каждого сценария формируется набор технических решений по реконструкции электросетевой инфраструктуры. Сценарные мероприятия включали различные варианты:

- оптимизации топологии сети;
- обеспечения наблюдаемости и управляемости сети;



- автоматизации оперативно-технологического управления.

Для каждого из сценариев готовится имитационная модель электрической сети «как должно быть» с учетом характеристик предлагаемого оборудования. В моделях «как должно быть» отражаются как изменения существующей сети, так и новые ЛЭП, РП, ТП и другие объекты инфраструктуры.

### **Создание концепции Smart Grid для каждого сценария**

После разработки сценариев развития электрической сети для каждого из них предполагалось формирование «концепции систем контроля, сигнализации, защиты, автоматизации оперативно-диспетчерского управления электросетевым комплексом и учета электрической энергии».

В процессе разработки ПредТЭО и исполнитель и заказчик убедились, что невозможно корректно построить модель сети для сценария, который не был согласован с концепцией Smart Grid. Поэтому в случае с ОАО «БЭСК» работы по формированию сценариев развития сети для каждого из них велись параллельно.

### **Технико-экономическое сравнение сценариев**

После формирования сценариев развития электросетевой инфраструктуры, включая формирование концепции Smart Grid для каждого из сценариев, производится их технико-экономическое обоснование.

При разработке технического задания на ПредТЭО были установлены следующие критерии:

- капитальные затраты на реализацию сценария;
- уровень эксплуатационных затрат в электрических сетях после реализации сценария;
- надежность электроснабжения потребителей:
  - средняя продолжительность перерывов электроснабжения;
  - недоотпуск электроэнергии вследствие перерывов электроснабжения;
- уровень технических потерь электрической энергии;
- уровень коммерческих потерь электрической энергии.

Для обоснования экономической целесообразности проекта проводятся сравнения сценариев по развитию электрической сети. Выбирается наилучший с точки зрения капитальных вложений, улучшения технических показателей, и экономической эффективности.

### **Построение плана перехода от текущей ситуации к целевой модели**

После выбора сценария должен быть подготовлен детальный план его реализации, включающий:

- подробный календарно-сетевой график реализации проекта;
- модель сети для одной или нескольких промежуточных точек проекта;

•детализированный расчет экономической эффективности проекта с распределением финансовых потоков в соответствии с подробным календарно-сетевым графиком и моделью сети для промежуточных точек проекта.

По завершению работы на проектными решениями организация переходит на этап реализации проекта.

### **Реализация пилотного проекта**

Пилотный проект был оформлен, как отдельный ключевой проект. В нем тестировался разработанный план в рамках ПредТЭО. При выборе пилотного района оценивалось географическое расположение объектов, уровень износа сети. В результате тестирования было принято решение о реализации пилотного проекта в спальном районе города, включая в себя практически все виды жилых домов, торговый центр, больницу, детские сады и школы, насосные станции тепловых сетей и т.д. Такой подход позволил отработать технологии Smart Grid для разного типа потребителей. Пилотный район представлен на рисунке 10.2.

В дальнейшем последовал этап подготовки рабочей документации по реконструкции РП и ТП, а также организация центрального управления сетями (ЦУС). Создания ЦУС г. Уфы является мозговым центром электросетевого комплекса, который координирует и управляет функционированием электрических сетей г. Уфы.

В рамках реализации пилотного проекта были реализованы следующие мероприятия:

1. Организация двухлучевой схемы кабельных линий (КЛ) 6 – 10кВ, связывающих 2 РП и 5 ТП реконструируемого участка сети;

2. Полная замена устаревшего оборудования распределительных устройств (РУ) 6кВ и 0,4кВ на новое оборудование, соответствующее передовым мировым практикам, с функциями наблюдаемости и управляемости, с высоким уровнем безопасности и надежности, а также со значительно сниженными эксплуатационными затратами;

3. Установка приборов коммерческого учета электроэнергии, позволяющих получать профиль потребления и формировать баланс электроэнергии;

4. Организация информационного обмена и передача технологических данных для РП и ТП по волоконно-оптическим линиям связи (ВОЛС);

5. Построение Центра Управления Сетями с внедрением системы автоматизированного диспетчерского управления распределительными сетями города Уфа.

Благодаря реализации пилотного проекта, в зоне, запитанной с реконструированных РП и ТП, было достигнуто снижение потерь электроэнергии на 95% – с 19% до 1%. Также достигнуты следующие качественные эффекты:

- Снижено расчетное время устранения неисправностей в пилотном районе с 2,5 часа до 2 мин;
- Подготовлены и протестированы конкретные технические решения по реконструкции РП и ТП, построению систем диспетчерского управления;
- Протестированы современные алгоритмы управления электросетевой инфраструктурой;
- Подтверждена рентабельность внедрения систем учета.

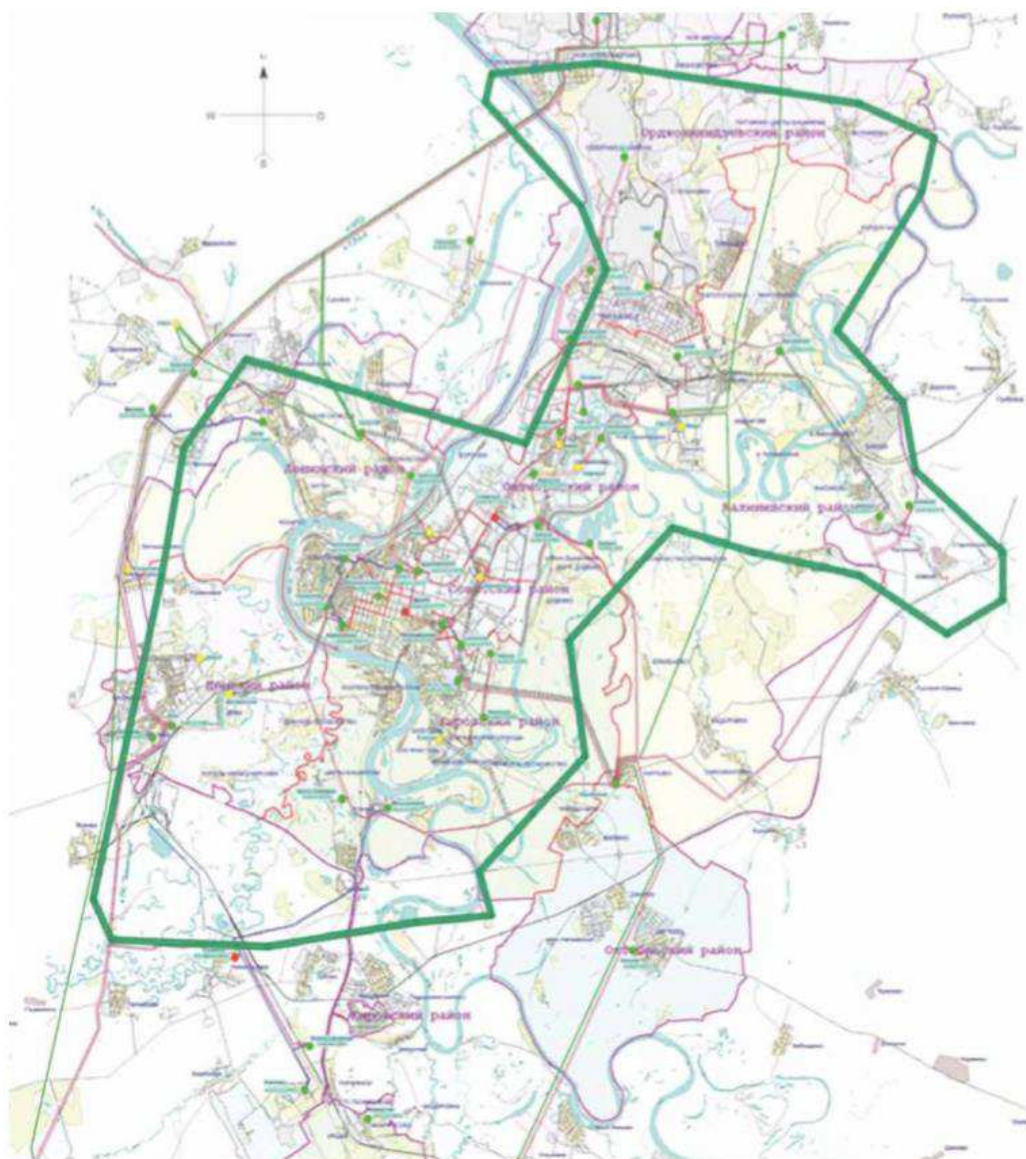


Рисунок 10.2 – Контур реализации пилотного проекта в г. Уфа

### **Реализация основного проекта**

Ещё до завершения работ в пилотном режиме компания приступила к реализации основной части проекта. Основной проект реализовывался на основе предыдущих этапов.

Первоочередной задачей стала разработка проектной документации по реконструкции распределительных сетей г. Уфа в рамках основного проекта Smart Grid.

После завершения стадии проектирования были определены:

– типовые технические решения по реконструкции РП и ТП (с заменой первичного оборудования и без замены, с реконструкцией оборудования РЗА и без реконструкции);

– типовые технические решения по прокладке линий;

– последовательность и требуемый уровень реконструкции РП и ТП, последовательность прокладки кабельных линий;

– места размещения приборов учета, точек нормального разрыва, указателей тока короткого замыкания и замыкания на землю;

– требования к модернизации РЗА в РП, организации наблюдаемости ТП.

После того, как стадия проектирования была разработана, ОАО «БЭСК» приступила к реализации основной его части. Данный этап осуществляется, начиная с 2016 года и планируется к завершению к 2020 году. Темпы реализации проекта представлены на рисунке 10.3.

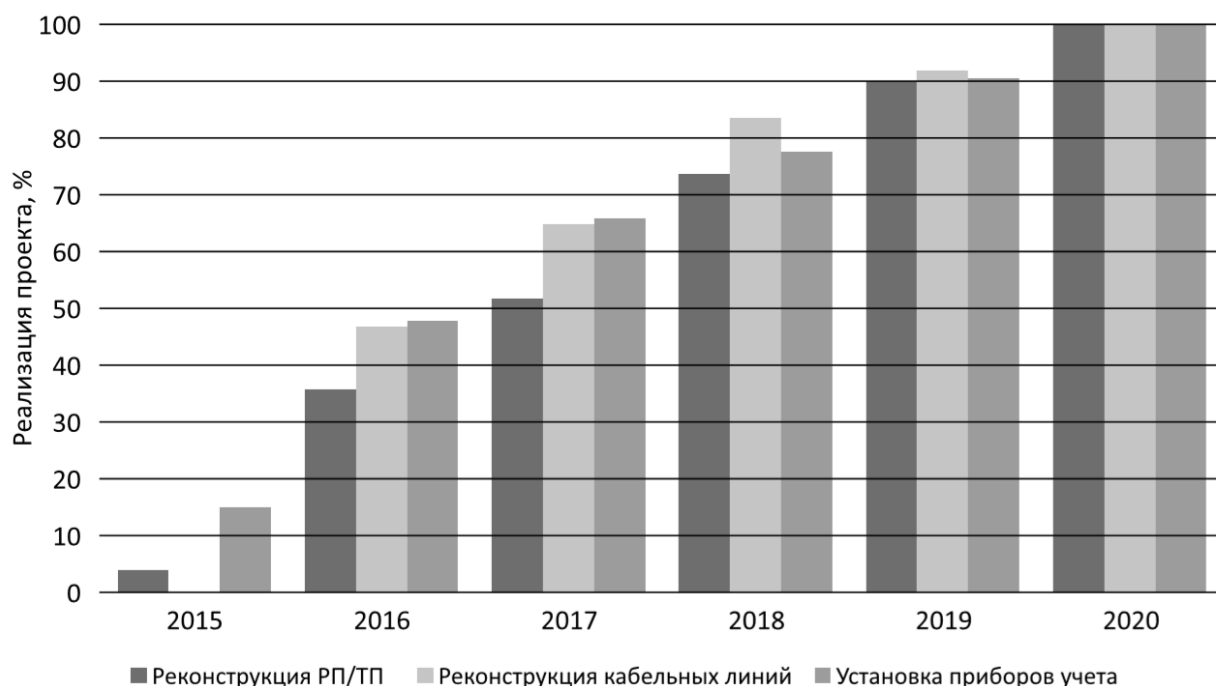


Рисунок 10.3 – Темпы реализации основного проекта

#### 10.4 Итог

Разработав интеллектуальную систему энергоресурсов, специалисты компании «БЭСК» достигли экономического эффекта от реализации программы борьбы с потерями в сетях. Эффективность проекта представлена на рисунке 10.4.

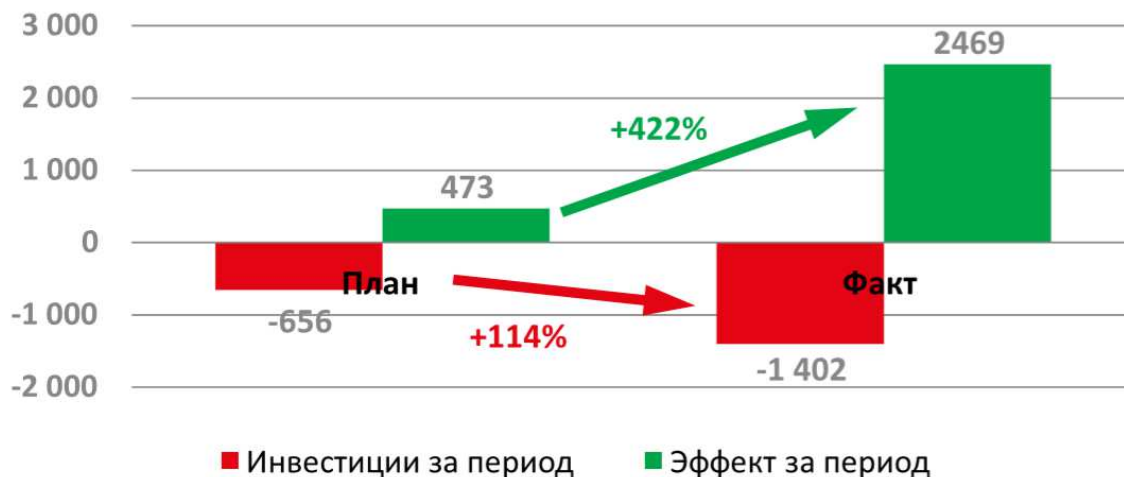


Рисунок 10.4 – Инвестиции и эффект в реализованном проекте, млн. руб

Были достигнуты и исполнены поставленные задачи по снижению потерь в электрических сетях, с помощью перехода от традиционных электрических сетей к сетям с элементами Smart Grid. Повысилось качество и надежность электроснабжения потребителей. Так же снизилась аварийность в электрических сетях. Сократилось время устранения неисправностей в сети. Облегчилось диспетчерское управление сетью. Обеспечилось возможность полной автоматизации интеллектуальной системы.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проектирование Витимской ГЭС будет являться важной частью для социально-экономического развития, так как близлежащие территории добываются бурый и каменный уголь, железная руда, золото, каменная соль и др. Иркутская область занимает четвёртое место в России по добыче золота, 95% золота добывается в Бодайбинском районе. Строительство Витимской ГЭС решит проблему энергодефицита Бодабайского района, так как этот регион находится в перечне высоких рисков нарушения электроснабжения.

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Витимской ГЭС на реке Витим, который является сооружением II класса.

В водно-энергетических расчетах была рассчитана установленная мощность Витимской ГЭС, равная 260 МВт и среднемноголетняя выработка 549,2 млн.кВт·ч. Так же определена зона работы в суточных графиках нагрузки.

Определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Была построена область допустимых режимов работы по которому определены следующие напоры:

- максимальный напор  $H_{\max} = 44,8$  м,
- расчётный напор  $H_{\text{расч}} = 36,3$  м,
- минимальный напор  $H_{\min} = 28,5$  м.

По результатам расчетов был определен оптимальный вариант гидротурбины ПЛ 50-В-530, с номинальным диаметром рабочего колеса  $D_1 = 5,30$ м.

По справочным данным для выбранной гидротурбины с синхронной частотой вращения 136,4 об/мин был подобран гидрогенератор СВ -845/140-44Т с номинальной активной мощностью 50,4 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с единичными блоками и принята схема распределительного устройства на 7 присоединений (3 ВЛЭП 220 кВ, 4 блока) ОРУ 220 кВ, , две системы сборных шин с МШВ.

По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: силовые трансформаторы ТРДЦН-63000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-1000/10/0,4 для ВЛЭП - сталелегированные провода марки АС - 400/51.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрел перечень главных защит релейной защиты и автоматики согласно ПУЭ.

Компоновка гидроузла была выбрана приплотинная. Плотина состоит из следующих частей:

- а) гравитационная водосливная плотина, материал бетон;
- б) левобережная грунтовая ;
- в) правобережная глухая бетонная;
- г) станционная гравитационная плотина, материал бетон;

Для гашения кинетической энергии водного потока, пропускаемого через водосливную плотину, применяется водобойная стенка. Так же в качестве дополнительных были спроектированы донные отверстия водосбросной

плотины, которые предусматриваются, как на период строительства, так и для дальнейшей эксплуатации.

Так же в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции постоянными температурно-осадочными швами.

Произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных нагрузках. В результате расчетов коэффициент надежности составляет 1,20 при нормативном значении 1,20 для II класса сооружений. Таким образом плотина Витимской ГЭС отвечает всем требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают предельных значений, растягивающие напряжения отсутствуют.

Рассмотрены мероприятия по организации безопасности ГЭС. Так же перечислены мероприятия по охране окружающей среды и в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости - 153 месяца;
- себестоимость – 0,61 руб/кВт·ч;
- удельные капиталовложения - 94084,62 руб/кВт;

Из этого можно сделать вывод, что строительство Витимской ГЭС является целесообразной и экономически обоснованной.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. Ч.1.Водно-энергетические расчеты режимов ГЭС / сост. Ю.А.Секретарев, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов - Саяногорск; Черемушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал. 2014.-108 с.
2. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов/Сост. А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затеева, Б.И.Силаев; СШФ КГТУ.- Саяногорск, 2005.114с.
3. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
4. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие : в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва : Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
5. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. - Изд. 4-е, перераб. и доп. - Москва : Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
6. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа: <http://www.elsib.ru/>.
7. СТО 17230282.27.140.022-2008 «Здания ГЭС и ГАЭС . Условия создания. Нормы и требования» - Введ. 30.10.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 - 42с
8. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. - Введ. 06.12.2007 - Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 - 20 с.
9. СТО РусГидро 01.01.78-2012 «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования» - Введ. 27.12.2002 - Москва : ОАО «РусГидро», 2012 – 288с
10. СТО 56947007-29.240.014-2008 «Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ» – Введ. 18.04.2008 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС », 2008 – 12 с.
11. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для



практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.

12. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения» - Введ. 20.12.2007 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС », 2007 – 131 с.

13. Протокол заседания Совета директоров ОАО «РусГидро» от 03 апреля 2015 № 212 – 2015 – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/corporate/board/minutes/>

14. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>.

15. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.

16. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.

17. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.

18. ГОСТ Р 57114-2016 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно – технологичное управление» - Введ. 01.03.2017 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2017 – 19 с.

19. ГОСТ Р 56302- 2014 «Оперативно-диспетчерское управление диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

20. ГОСТ Р 56303-2014 «Оперативно-диспетчерское управление нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики» - Введ. 01.09.2015 – Москва : ОАО «ЕЭС России», 2016 – 19 с.

21. СТО 56947007-29.240.10.249-2017 «Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций» - Введ. 28.09.2017 – Москва : ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 19 с.

22. СНиП 2.06.04-82. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). - М.: ФГУП ЦПП, 2004.

23. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. - М.: ФГУП ЦПП, 2012.

24. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. - М.: Энергия, 1974. - 312 с.

25. СП 41.13330.2012 «Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений». Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва.

26. СНиП 2.06.08-87. Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Госстрой России, ГУП ЦПП, 1996

27. Цифровизация электрических сетей. Практический опыт / А. Ю. Макаров – Москва: Экономика, 2019. – 128 с. ISBN 978-5-282-03541.

28. Smart Grid в Уфе [Электронный ресурс]: партнерство с БЭСК. – Режим доступа: <https://new.siemens.com>.
29. Smart Grid [Электронный ресурс]: микросети и «виртуальные электростанции». –Режим доступа: <https://zen.yandex.ru>.
30. «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;
31. Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042г. – Введ. 16.01.2017 – Москва : «РусГидро», 2008 – 14 с.
32. Часть вторая налогового кодекса Российской Федерации от 5 августа 2000 г. № 117-ФЗ // Собрание законодательства Российской Федерации от 7 августа 2000 г. №32 ст. 3340.
33. «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.
34. СТО 17330282.27.140.007-2008 «Технические системы гидроэлектростанций. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 78 с.
35. СТО 17330282.27.140.014-2008 «Технические системы гидроэлектростанций. Условия создания. Нормы и требования» – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 87 с.
36. Инструкция по эксплуатации «Системы технического водоснабжения гидроагрегатов СШГЭС» – Филиал ПАО «РусГидро»-«Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С.Непорожнего»
37. В.И. Брызгалов «Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно- Шушенской гидроэлектростанций» Производственное издание.- Красноярск: Сибирский ИД «Суриков», 1999. — 560 с.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## Водно-энергетические расчеты

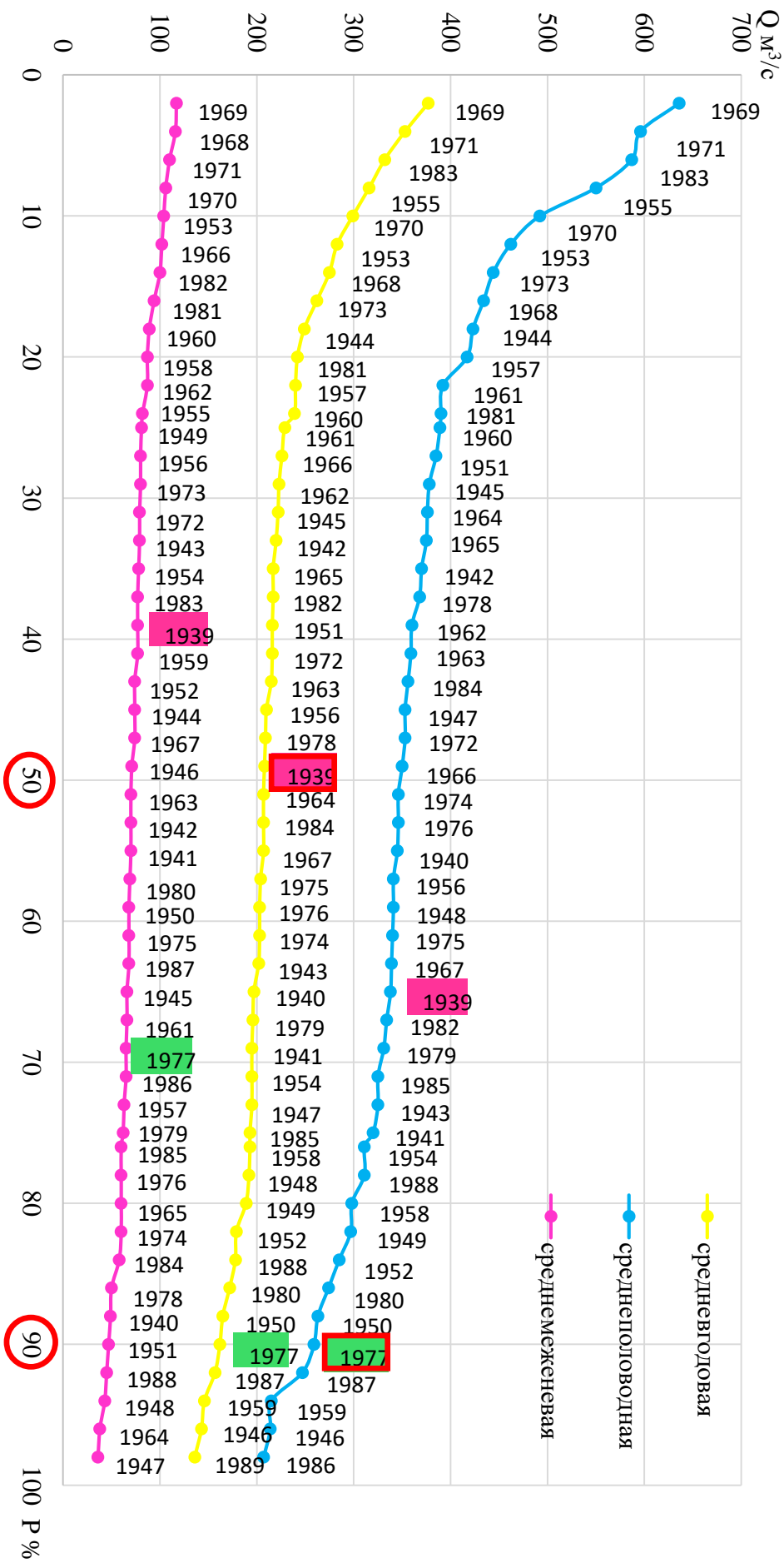


Рисунок А.1 – Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, полугодье и месяц

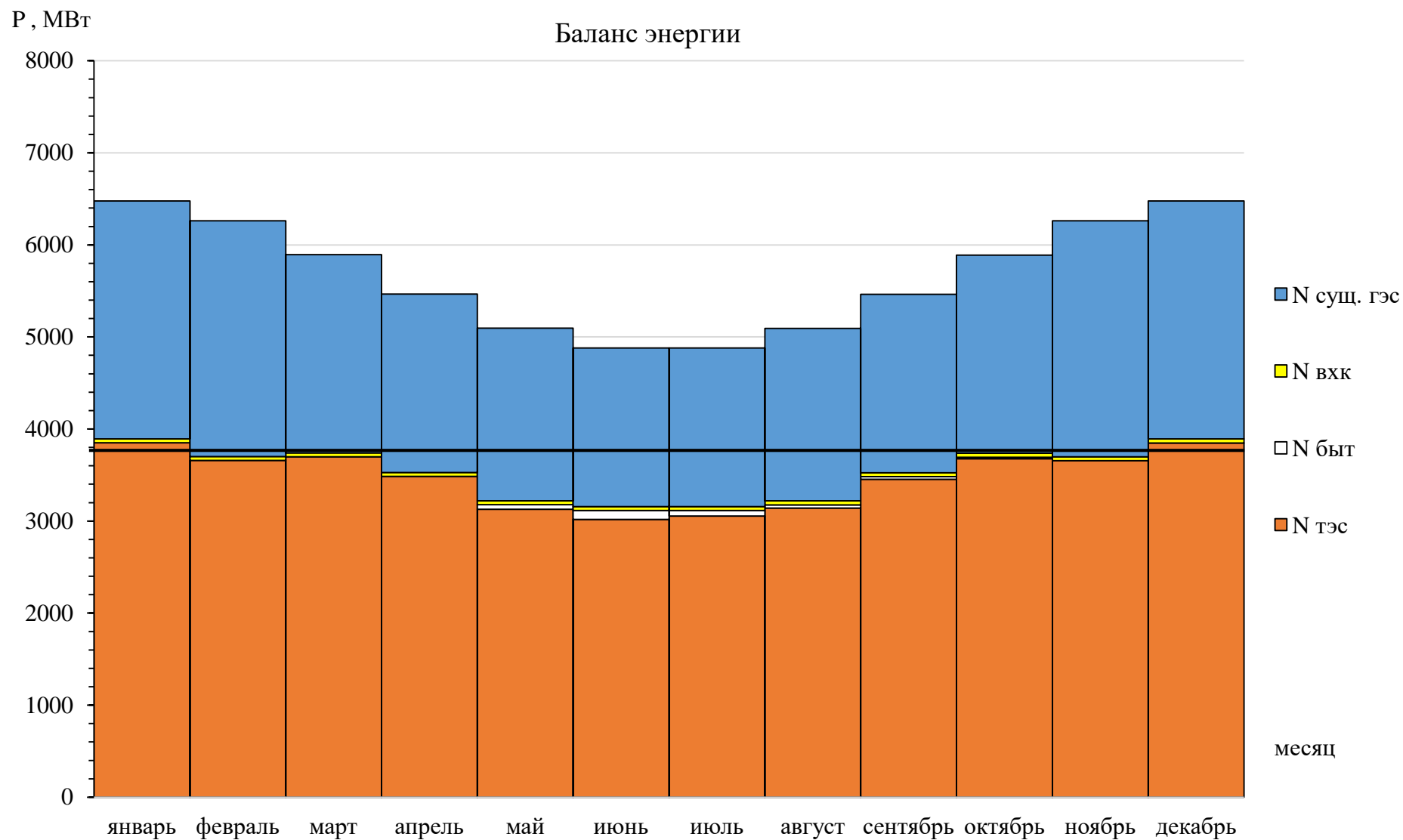


Рисунок А.2 – Баланс энергии

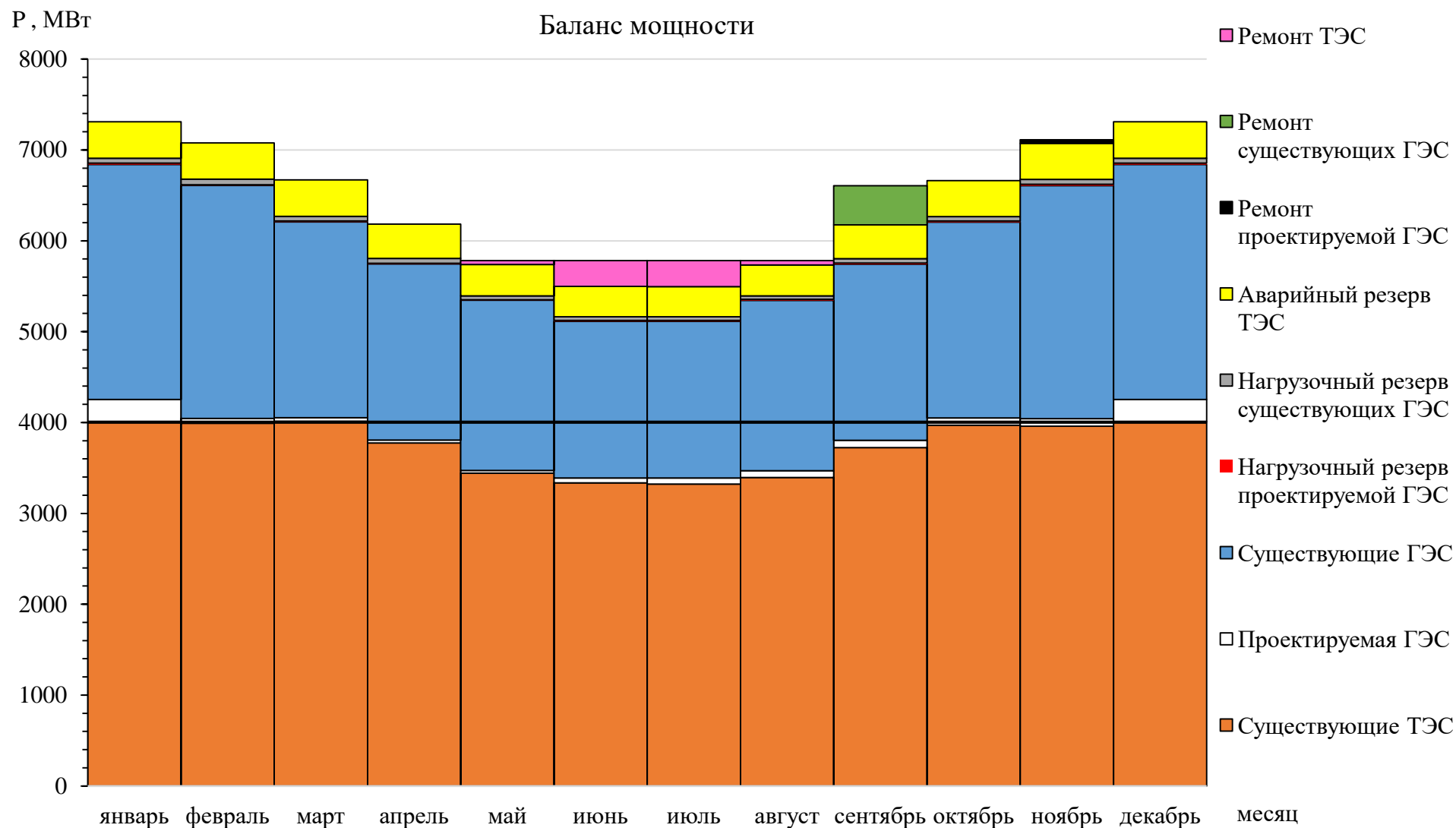


Рисунок А.3 – Баланс мощности

Продолжение приложения А

Таблица А.1 – Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году (1 итерация)

месяц	Qбыт	Qисп	Qлёд	Qф	Qпол	Qвхк	Qрыб	Qвод	Qсб	Qгэс	Qнб	Vнач	dV	Vкон	Знач ВБ	Зкон ВБ	Зср ВБ	ЗНБ	Нгэс	Нгэс	Нгаран
12	72	1	7	1	63	108	0	314	0	377	378	2,87	0,81	2,06	280	274,62	277,31	238,12	39	128	128
1	52	1	5	2	44	108	0	446	0	490	492	2,06	1,19	0,86	274,62	263,70	269,16	238,90	30	128	128
2	47	1	0	2	44	108	0	62	0	106	108	0,86	0,15	0,71	263,70	261,51	262,60	235,26	27	25	по ВХК
3	46	1	-4	1	48	108	0	59	0	107	108	0,71	0,16	0,56	261,51	258,66	260,08	235,26	24	23	по ВХК
4	44	1	-5	1	47	108	0	60	0	107	108	0,56	0,16	0,40	258,66	255,10	256,88	235,26	21	20	по ВХК
5	205	3	-10	1	211	108	13	-104	0	107	108	0,40	-0,28	0,68	255,10	260,93	258,02	235,26	22	21	по ВХК
6	426	3	0	1	422	108	13	-315	0	107	108	0,68	-0,82	1,50	260,93	270,26	265,60	235,26	30	28	по ВХК
7	318	4	0	1	313	108	13	-206	0	107	108	1,50	-0,55	2,05	270,26	274,54	272,40	235,26	37	34	по ВХК
8	232	3	0	1	228	108	0	-121	0	107	108	2,05	-0,31	2,36	274,54	276,69	275,62	235,26	40	37	по ВХК
9	201	2	0	1	198	108	0	-91	0	107	108	2,36	-0,24	2,61	276,69	278,29	277,49	235,26	42	39	по ВХК
10	174	1	1	1	171	108	0	-64	0	107	108	2,61	-0,17	2,77	278,29	279,36	278,82	235,26	43	41	по ВХК
11	131	1	6	1	123	108	0	-16	0	107	108	2,77	-0,04	2,81	279,36	279,62	279,49	235,26	44	41	по ВХК

Таблица А.2 – Режим работы, проектируемой ГЭС в маловодном году (2 итерация)

месяц	Qбыт	Qисп	Qлёд	Qф	Qпол	Qвхк	Qрыб	Qвод	Qсб	Qгэс	Qнб	Vнач	dV	Vкон	Знач ВБ	Зкон ВБ	Зср ВБ	ЗНБ	Нгэс	Нгэс	Нгаран
12	72	1	7	1	63	108	0	307	0	370	371	2,87	0,80	2,08	280	274,74	277,37	238,08	39	126	126
1	52	1	5	2	44	108	0	429	0	473	475	2,08	1,15	0,93	274,74	264,49	269,62	238,78	30	126	126
2	47	1	0	2	44	108	0	62	0	106	108	0,93	0,15	0,78	264,49	262,45	263,47	235,26	28	26	по ВХК
3	46	1	-4	1	48	108	0	59	0	107	108	0,78	0,16	0,62	262,45	259,84	261,15	235,26	25	24	по ВХК
4	44	1	-5	1	47	108	0	60	0	107	108	0,62	0,16	0,46	259,84	256,62	258,23	235,26	22	21	по ВХК
5	205	3	-10	1	211	108	13	-104	0	107	108	0,46	-0,28	0,74	256,62	261,93	259,27	235,26	24	22	по ВХК
6	426	3	0	1	422	108	13	-315	0	107	108	0,74	-0,82	1,56	261,93	270,78	266,35	235,26	31	29	по ВХК
7	318	4	0	1	313	108	13	-206	0	107	108	1,56	-0,55	2,11	270,78	274,97	272,88	235,26	37	35	по ВХК
8	232	3	0	1	228	108	0	-121	0	107	108	2,11	-0,31	2,42	274,97	277,10	276,04	235,26	40	38	по ВХК
9	201	2	0	1	198	108	0	-91	0	107	108	2,42	-0,24	2,67	277,10	278,69	277,89	235,26	42	40	по ВХК
10	174	1	1	1	171	108	0	-64	0	107	108	2,67	-0,17	2,83	278,69	279,75	279,22	235,26	43	41	по ВХК
11	131	1	6	1	123	108	0	-16	0	107	108	2,83	-0,04	2,87	279,75	280	279,88	235,26	44	42	по ВХК

## Окончание приложения А

### Таблица А.3 – Работа ГЭС по режиму уровня в расчетном средневодном году первым методом

месяц	Qбыт	Qисп	Qлéd	Qф	Qпол	Qвхк	Qрыб	Qвод	Qсб	Qгэс	Qнб	Vнач	dV	Vкон	Знач ВБ	Zкон ВБ	Zср ВБ	ZНБ	Нгэс	Нгэс	Нгаран	Эмес
12	105	1	7	1	96	108	0	308	0	404	405	2,87	0,80	2,08	280	274,74	277,37	238	39	137	137	98,6
1	75	1	5	2	67	108	0	430	0	497	499	2,08	1,15	0,93	274,74	264,49	269,61	239	30	132	132	94,9
2	43	1	0	2	40	108	0	62	0	102	104	0,93	0,15	0,78	264,49	262,45	263,47	235	28	25	по ВХК	18,0
3	36	1	-4	1	38	108	0	59	0	97	98	0,78	0,16	0,62	262,45	259,84	261,14	235	26	22	по ВХК	15,7
4	72	1	-5	1	75	108	0	60	0	135	136	0,62	0,16	0,46	259,84	256,62	258,23	236	22	26	по ВХК	18,8
5	214	3	-10	1	220	108	13	-104	0	116	117	0,46	-0,28	0,74	256,62	261,93	259,28	235	23	24	по ВХК	17,1
6	484	3	0	1	480	108	13	-317	0	163	164	0,74	-0,82	1,56	261,93	270,84	266,38	236	30	43	по ВХК	30,7
7	406	4	0	1	401	108	13	-241	0	160	161	1,56	-0,65	2,21	270,84	275,67	273,25	236	37	52	по ВХК	37,2
8	329	3	0	1	325	108	0	-171	0	154	155	2,21	-0,44	2,65	275,67	278,59	277,13	236	41	55	по ВХК	39,7
9	310	2	0	1	307	108	0	-41	0	266	267	2,65	-0,11	2,76	278,59	279,29	278,94	237	41	96	по ВХК	69,4
10	287	1	1	1	284	108	0	-31	0	254	255	2,76	-0,08	2,84	279,29	279,80	279,55	237	42	93	по ВХК	67,3
11	131	1	6	1	123	108	0	-13	0	110	111	2,84	-0,03	2,87	279,80	280	279,90	235	44	43	по ВХК	30,7

### Таблица А.4 – Работа ГЭС по режиму уровня в расчетном средневодном году вторым методом

месяц	Qбыт	Qисп	Qлéd	Qф	Qпол	Qвхк	Qрыб	Qвод	Qсб	Qгэс	Qнб	Vнач	dV	Vкон	Знач ВБ	Zкон ВБ	Zср ВБ	ZНБ	Нгэс	Нгэс	Нгаран	Эмес
12	105	1	7	1	96	108	0	270	0	366	367	2,87	0,70	2,17	280	275,42	277,71	238	39	126	126	90,8
1	75	1	5	2	67	108	0	380	0	447	449	2,17	1,02	1,16	275,42	267,09	271,25	239	32	126	126	91,1
2	43	1	0	2	40	108	0	40	0	80	82	1,16	0,10	1,06	267,09	266,06	266,57	235	31	22	0	15,9
3	36	1	-4	1	38	108	0	90	0	128	129	1,06	0,24	0,82	266,06	263,06	264,56	236	28	32	0	23,1
4	72	1	-5	1	75	108	0	137	0	212	213	0,82	0,35	0,46	263,06	256,62	259,84	237	23	42	0	30,4
5	214	3	-10	1	220	108	13	-137	0	83	84	0,46	-0,37	0,83	256,62	263,21	259,92	235	25	18	0	13,0
6	484	3	0	1	480	108	13	-296	0	184	185	0,83	-0,77	1,60	263,21	271,10	267,16	236	30	49	0	35,2
7	406	4	0	1	401	108	13	-242	0	159	160	1,60	-0,65	2,24	271,10	275,91	273,50	236	37	52	0	37,2
8	329	3	0	1	325	108	0	-199	0	126	127	2,24	-0,52	2,76	275,91	279,28	277,59	236	42	46	0	33,2
9	310	2	0	1	307	108	0	-21	0	286	287	2,76	-0,06	2,82	279,28	279,64	279,46	237	42	105	0	75,2
10	287	1	1	1	284	108	0	-22	0	262	263	2,82	-0,06	2,87	279,64	280,00	279,82	237	42	97	0	69,9
11	131	1	6	1	123	108	0	0	0	123	124	2,87	0,00	2,87	280,00	280,00	280,00	236	44	48	0	34,2

# ПРИЛОЖЕНИЕ Б

## Основное и вспомогательное оборудование

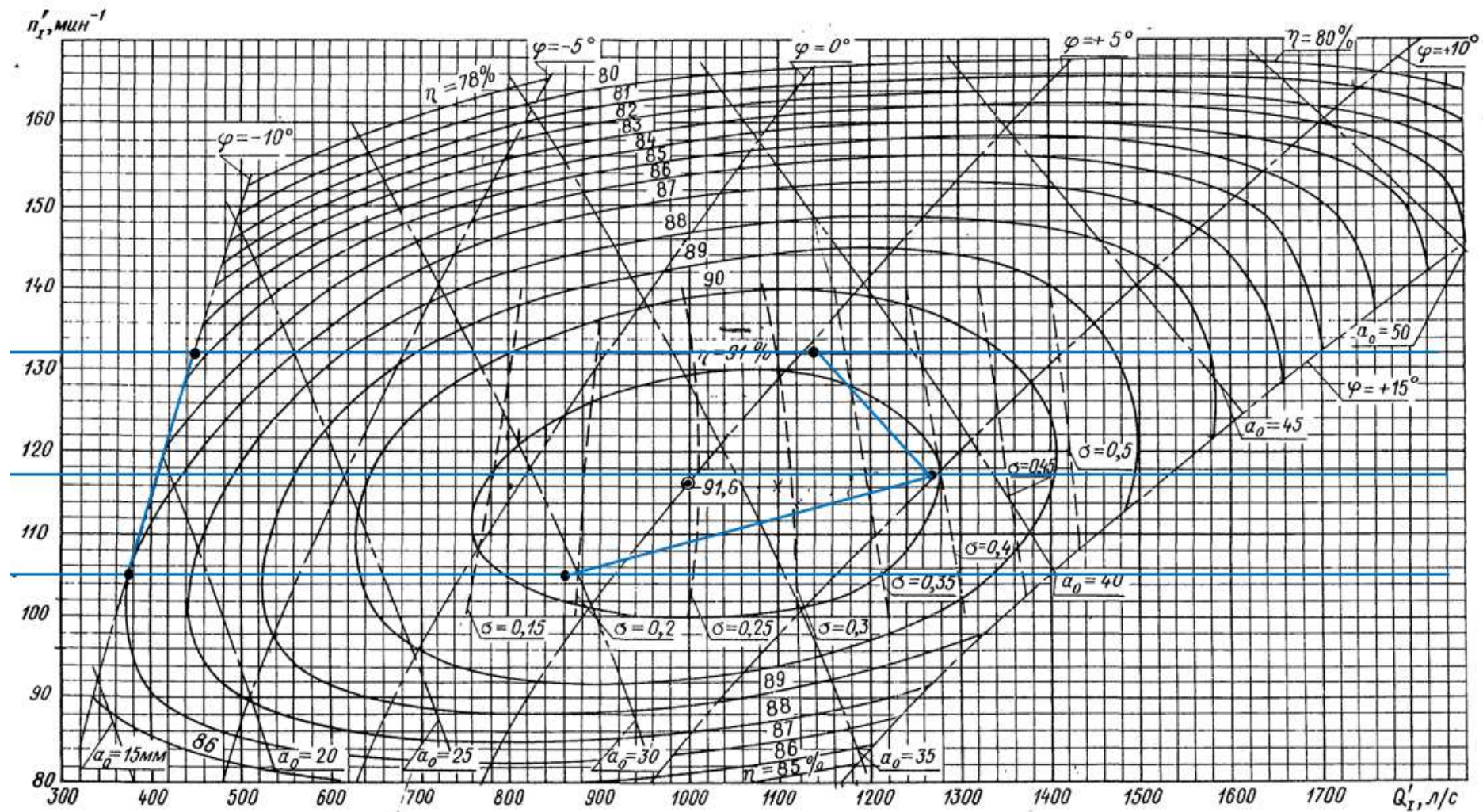


Рисунок Б.1 – ГУХ турбины ПЛ150-В-530



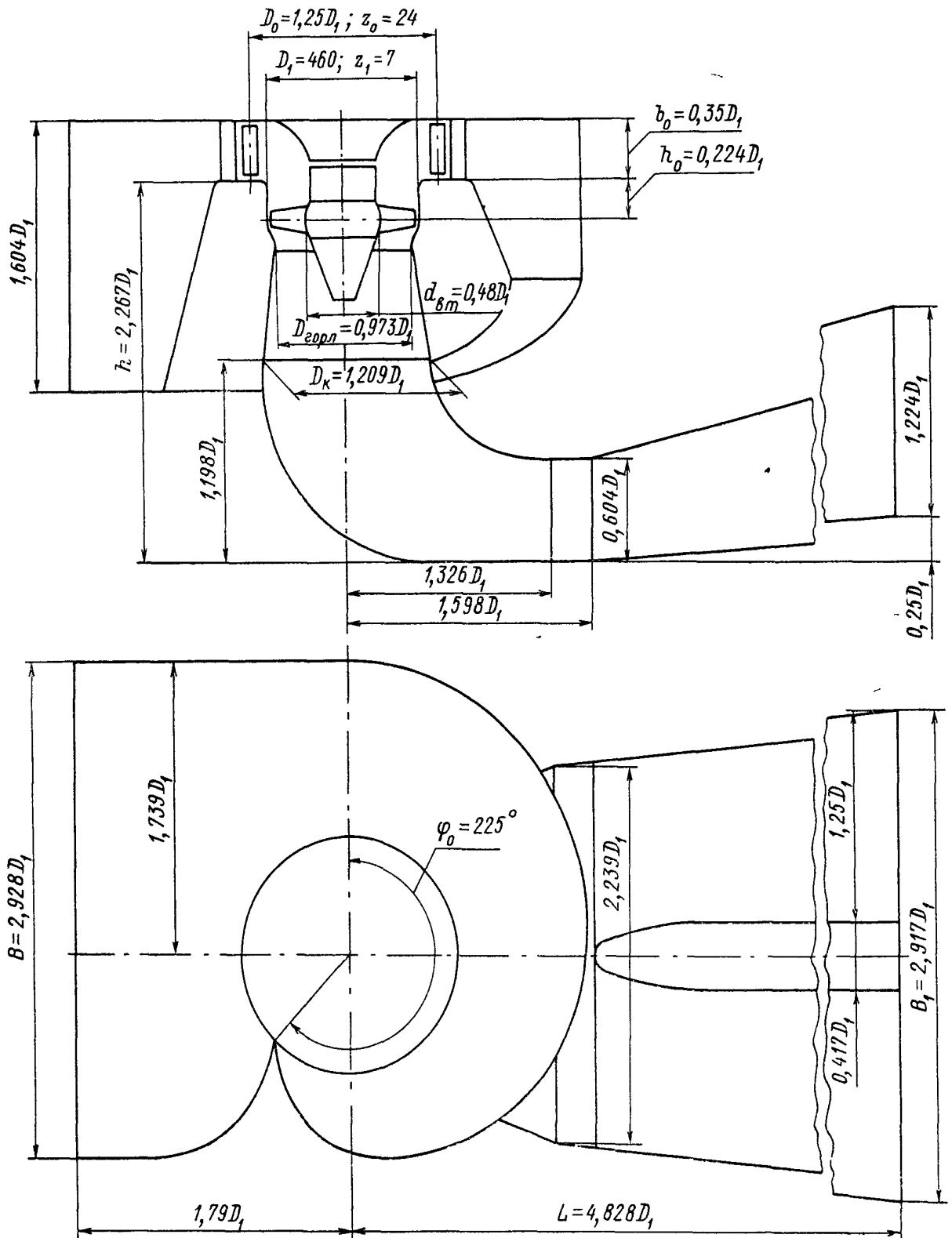


Рисунок Б.2 – проточная часть гидротурбины ПЛ50/1075-В-46

Окончание приложения Б

Таблица Б.1 – Расчёт бетонной спиральной камеры

величина	сечение											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
ri	9,22	8,75	8,29	7,82	7,36	6,89	6,43	5,96	5,50	5,03	4,57	4,11
ai	5,11	4,65	4,18	3,72	3,25	2,79	2,32	1,86	1,39	0,93	0,46	0,00
bi	4,27	4,05	3,83	3,61	3,39	3,17	2,95	2,73	2,51	2,29	2,07	1,86
rk	4,75	4,69	4,63	4,58	4,52	4,46	4,40	4,34	4,28	4,22	4,16	4,11
rk/ra	1,16	1,14	1,13	1,11	1,10	1,09	1,07	1,06	1,04	1,03	1,01	1,00
ln(rk/ra)	0,15	0,13	0,12	0,11	0,10	0,08	0,07	0,06	0,04	0,03	0,01	0,00
ri/ra	2,25	2,13	2,02	1,91	1,79	1,68	1,57	1,45	1,34	1,23	1,11	1,00
ln(ri/ra)	0,81	0,76	0,70	0,64	0,58	0,52	0,45	0,37	0,29	0,20	0,11	0,00
b*ln(ri/ra)	3,46	3,07	2,69	2,33	1,98	1,64	1,32	1,02	0,74	0,47	0,22	0,00
rk ctgy	17,74	17,52	17,30	17,08	16,86	16,64	16,42	16,20	15,98	15,76	15,54	15,32
rk*ctgy*ln(rk/ra)	2,60	2,35	2,10	1,86	1,61	1,37	1,14	0,90	0,67	0,45	0,22	0,00
mi	2,42	2,20	1,98	1,76	1,54	1,32	1,10	0,88	0,66	0,44	0,22	0,00
Ji	3,52	3,17	2,82	2,48	2,16	1,84	1,54	1,25	0,97	0,71	0,47	0,25
φi	225,00	202,24	180,07	158,52	137,65	117,50	98,14	79,63	62,07	45,53	30,14	16,04

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Релейная защита и автоматика

Таблица В.1 – Уставки защит

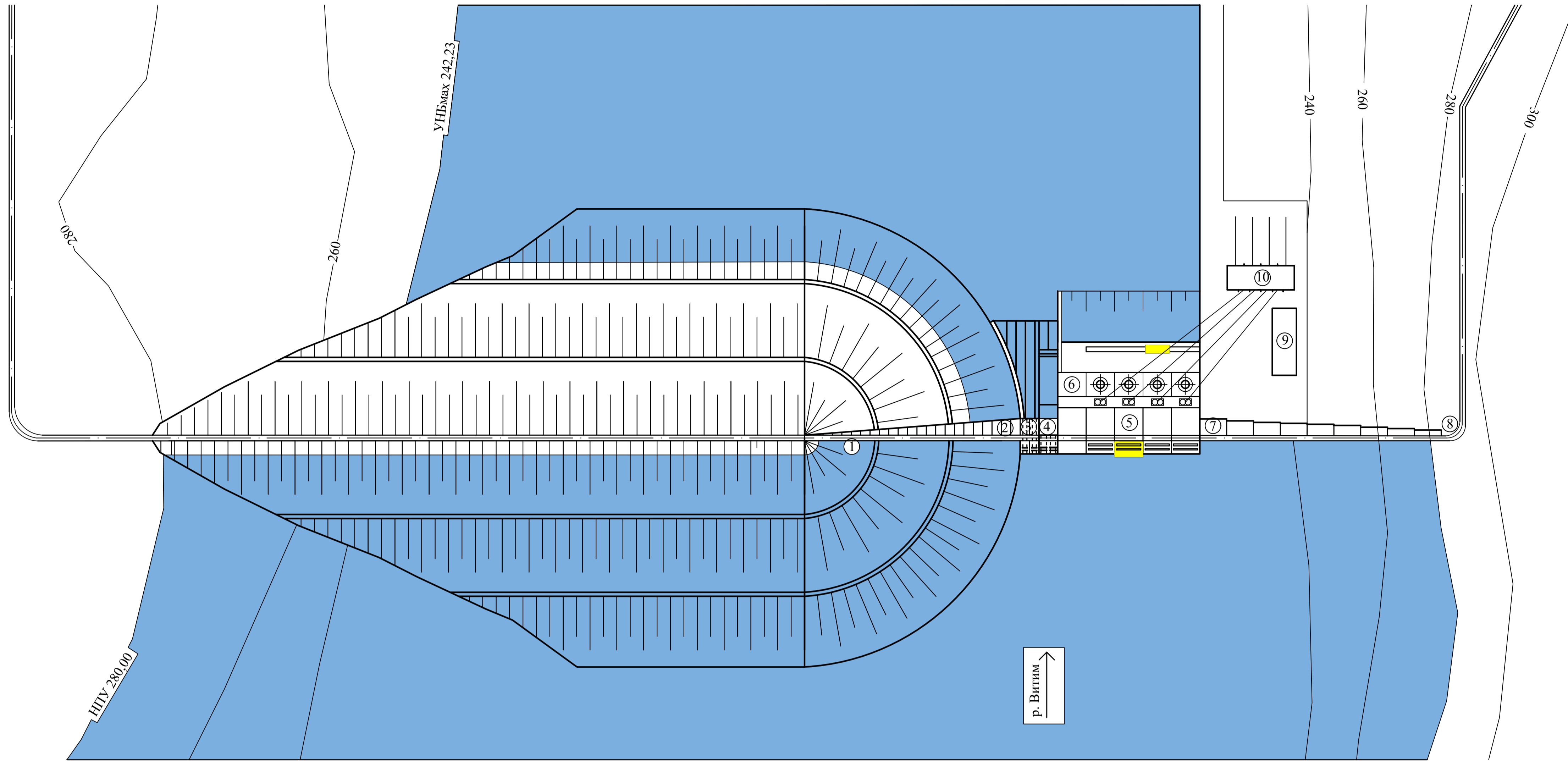
Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,44 А	
		Коэффициент торможения, $K_T$	0,3	-	
		Уставка нач. торможения, $I_{HT}$	$0,5 \cdot I_H$	1,47 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	4,41 А	
ЗЗГ	$U_0$	$t_1$	$U_{01G}$	-	5 В
		$t_3$	$U_{0G}$	-	15 В
	$U_{03}$	Коэффициент торможения, $K_T$	1,2	-	
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	$I_2$	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,21 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,17 \cdot I_H$	0,50 А
		ОТС I	$I_{2с.з.}$	$0,23 \cdot I_H$	0,68 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	$I_1$	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	3,15 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	3,23 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_H$	4,50 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	$Z_I$	0,09	0,19 Ом
		2 ступень	$Z_{II}$	0,34	0,74 Ом
Защита ротора от перегрузки	$I_p$	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	3,15 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	3,23 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,245 \cdot I_{НОМ.Р}$	6,60 А

Окончание приложения В

Таблица В.2 – Матрица отключений

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

# Генеральный план Масштаб 1:2000



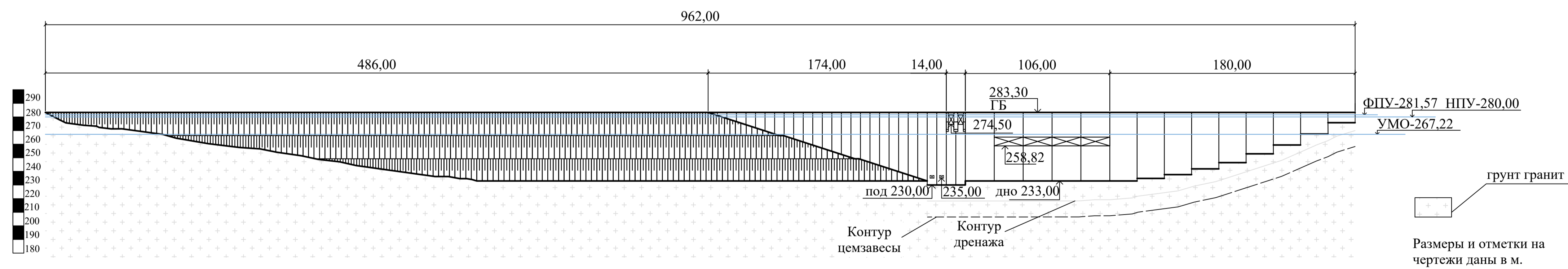
Ведомость чертежей

№ п.п.	Обозначение	Наименование
1	ВКР-13.03.02-1627231-ГП	Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Эспликация объектов
2	ВКР-13.03.02-1627231-ГР1	Поперечный разрез здания ГЭС. Основные характеристики гидроагрегатов
3	ВКР-13.03.02-1627231-ГР2	Поперечный разрез и план водосливной плотины
	ВКР-13.03.02-1627231-ГР3	Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий
4		
5	ВКР-13.03.02-1627231-ЭС1	Главная схема электрических присоединений
6	ВКР-13.03.02-1627231-ЭС2	Схема подключения электрических защит к ТТ и ТН
7	ВКР-13.03.02-1627231-ПЗ	Пояснительная записка

Эспликация объектов

1	Левобережная грунтовая плотина
2	Сопрягающий устой
3	Донный водосброс
4	Водосливная бетонная плотина
5	Здание ГЭС
6	Монтажная площадка
7	Правобережная глухая бетонная плотина
8	Автодорога
9	Службно - технологический комплекс
10	ОРУ 220 кВ

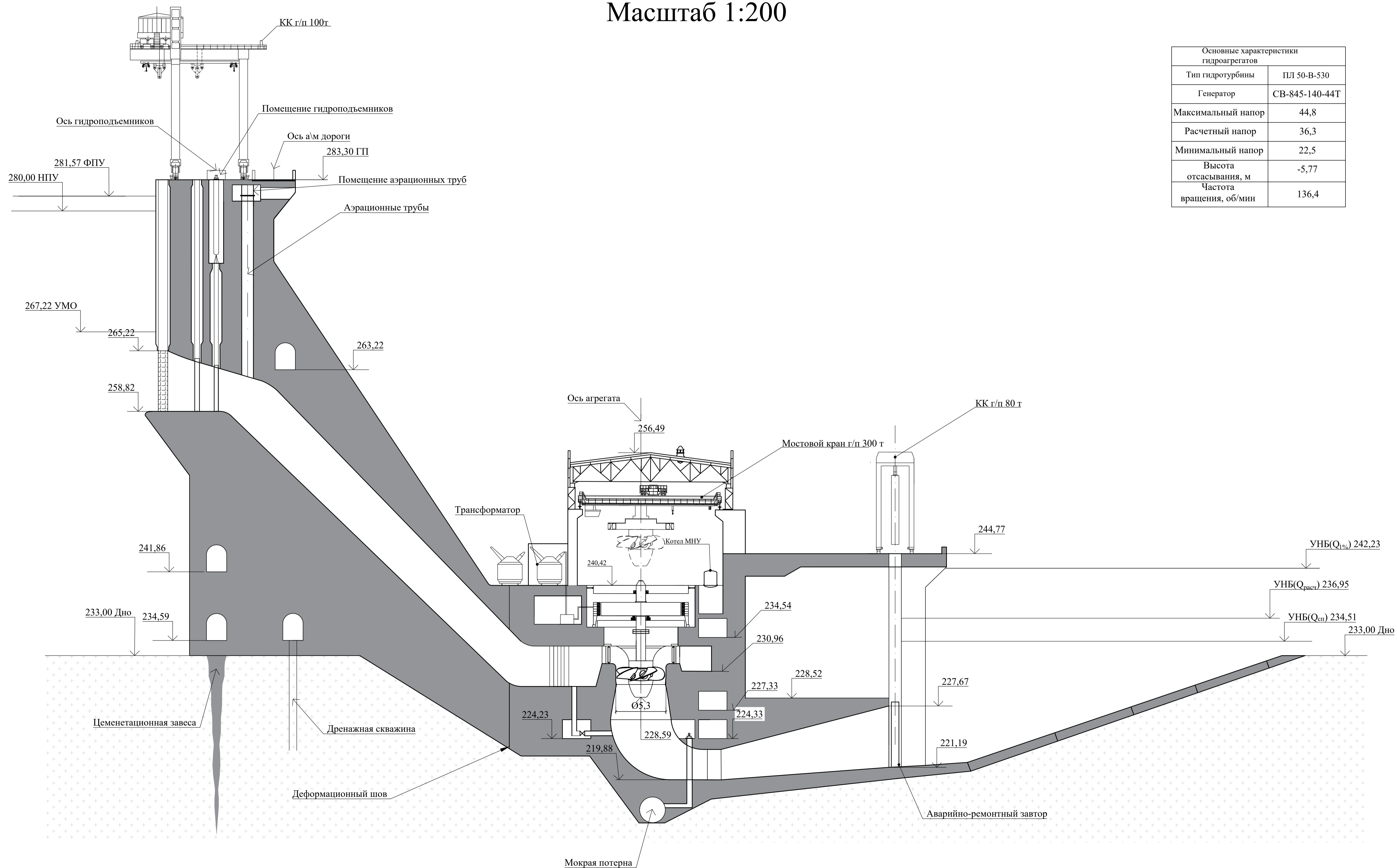
## Вид с верхнего бьефа Масштаб 1:2000



ВКР-13.03.02-1627231-ГП				Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист № док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Михайлов				Проектирование Витимской ГЭС на реке Витим	1	6
Провер.	Затеев						
Т.контр.							
Н.контр.							
Утв.					Генеральный план. Вид с верхнего бьефа. Эспликация объектов	Кафедра ГГЭЭС	

Перв. примен.  
Справ. №  
Погр. и гител.  
Взам. инв. №

# Поперечный разрез здания ГЭС Масштаб 1:200



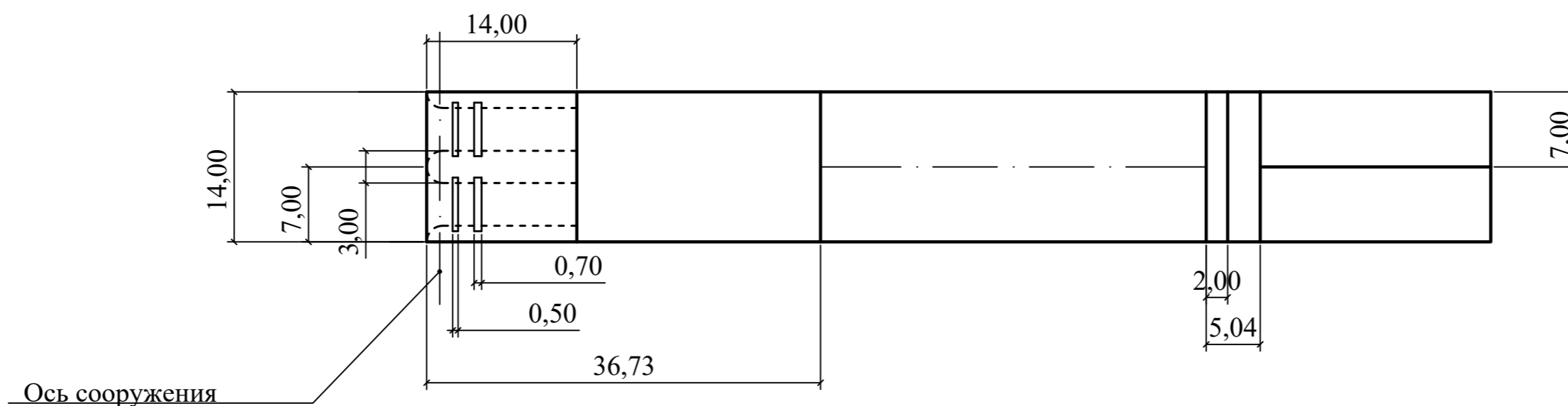
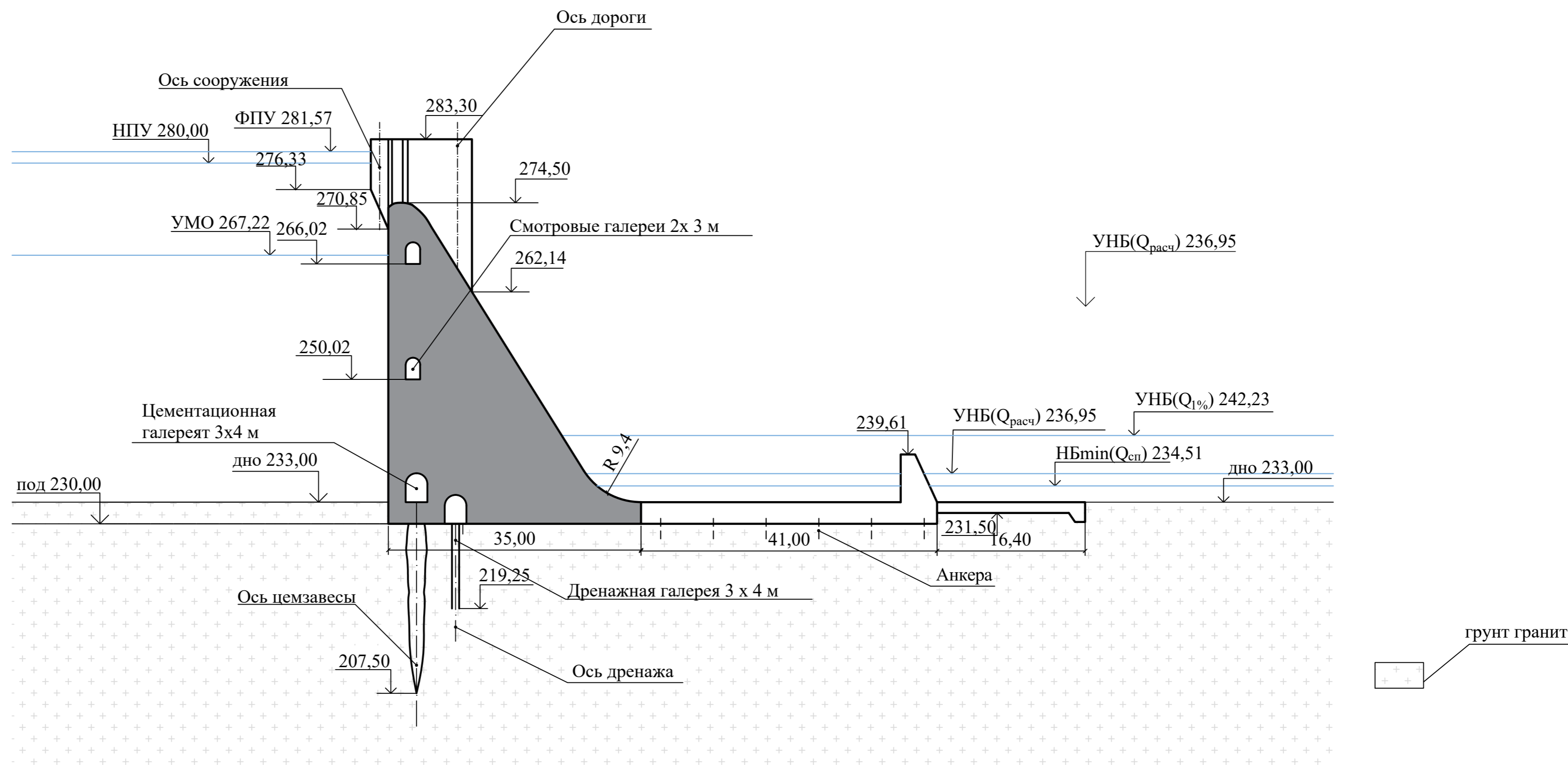
Основные характеристики гидроагрегатов	
Тип гидротурбины	ПЛ 50-В-530
Генератор	СВ-845-140-44Т
Максимальный напор	44,8
Расчетный напор	36,3
Минимальный напор	22,5
Высота отсасывания, м	-5,77
Частота вращения, об/мин	136,4

1. Ведомость состава проекта смотреть на ВКР-13.03.02-162723-ГП1
2. Размеры и отметки на чертежи даны в м.

ВКР-13.03.02-162723-ГП1				Стдия	Лист	Листов
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					2	
Изм.	Кол.уч.	Лист № док.	Подпись	Дата	Проектирование Витимской ГЭС на реке Витим	
Разраб.	Михайлов				Кафедра ГГЭС	
Провер.	Масленникова				2020 г	
Т.контр.					Основные характеристики гидроагрегатов	
Н.контр.					Формат А1	
Утв.						

Легенда: Примен. Справ. №. Погр. и дата. Взам. инв. №.

Поперечный разрез и план водосливной плотины  
Масштаб 1:500

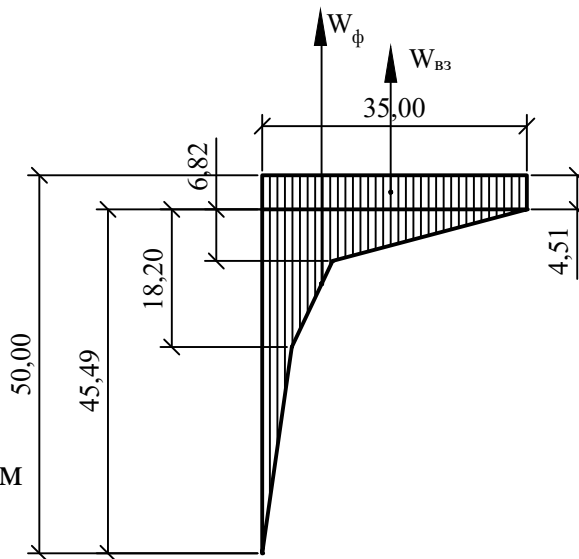
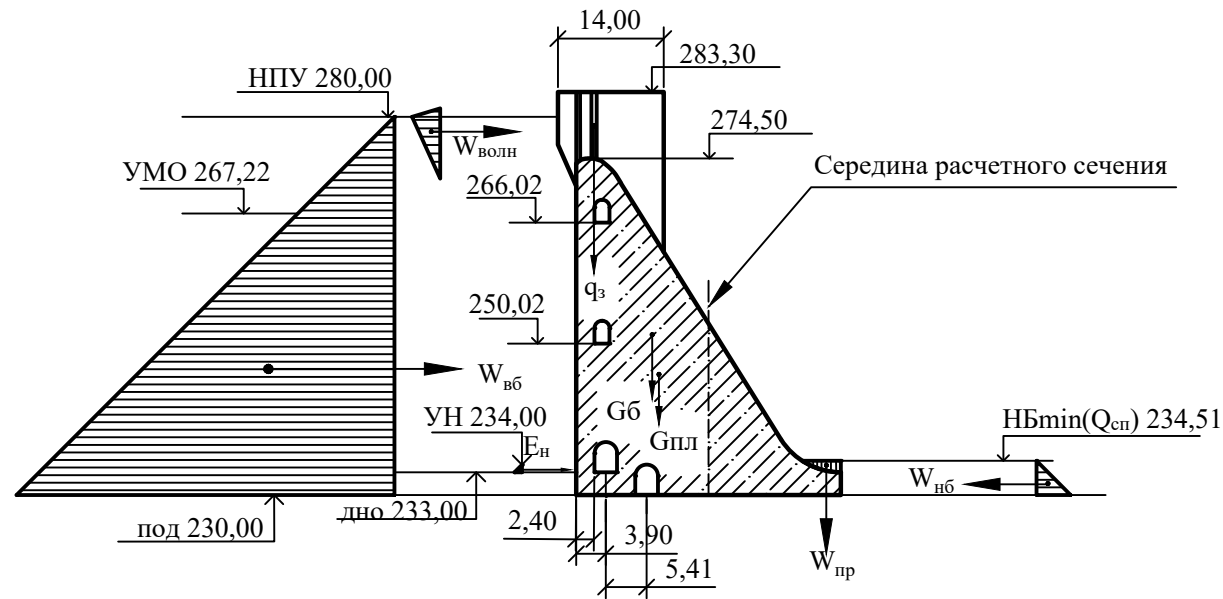


1. Ведомость состава проекта смотреть на ВКР-13.03.02-162723-ГП
2. Размеры и отметки на чертежи даны в м.

ВКР-13.03.02-1627231-ГР2					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.		Михайлов			
Провер.		Затеев			
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.					
Проектирование Витимской ГЭС на реке Витим				Стадия	Лист
					3
Поперечный разрез и план водосливной плотины				Кафедра ГГЭЭС	

# Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий

$\sigma_y^u$	-139,00 кПа
$\sigma_y^t$	-896,00 кПа
$\sigma_x^u$	-500,00 кН/м <sup>2</sup>
$\sigma_x^t$	-357,15 кН/м <sup>2</sup>
$\tau_{xy}^u$	0
$\tau_{xy}^t$	564,66
$\sigma_1^u$	-139,00 кН/м <sup>2</sup>
$\sigma_1^t$	-45,10 кН/м <sup>2</sup>
$\sigma_3^u$	-500,00 кН/м <sup>2</sup>
$\sigma_3^t$	-1201,95 кН/м <sup>2</sup>

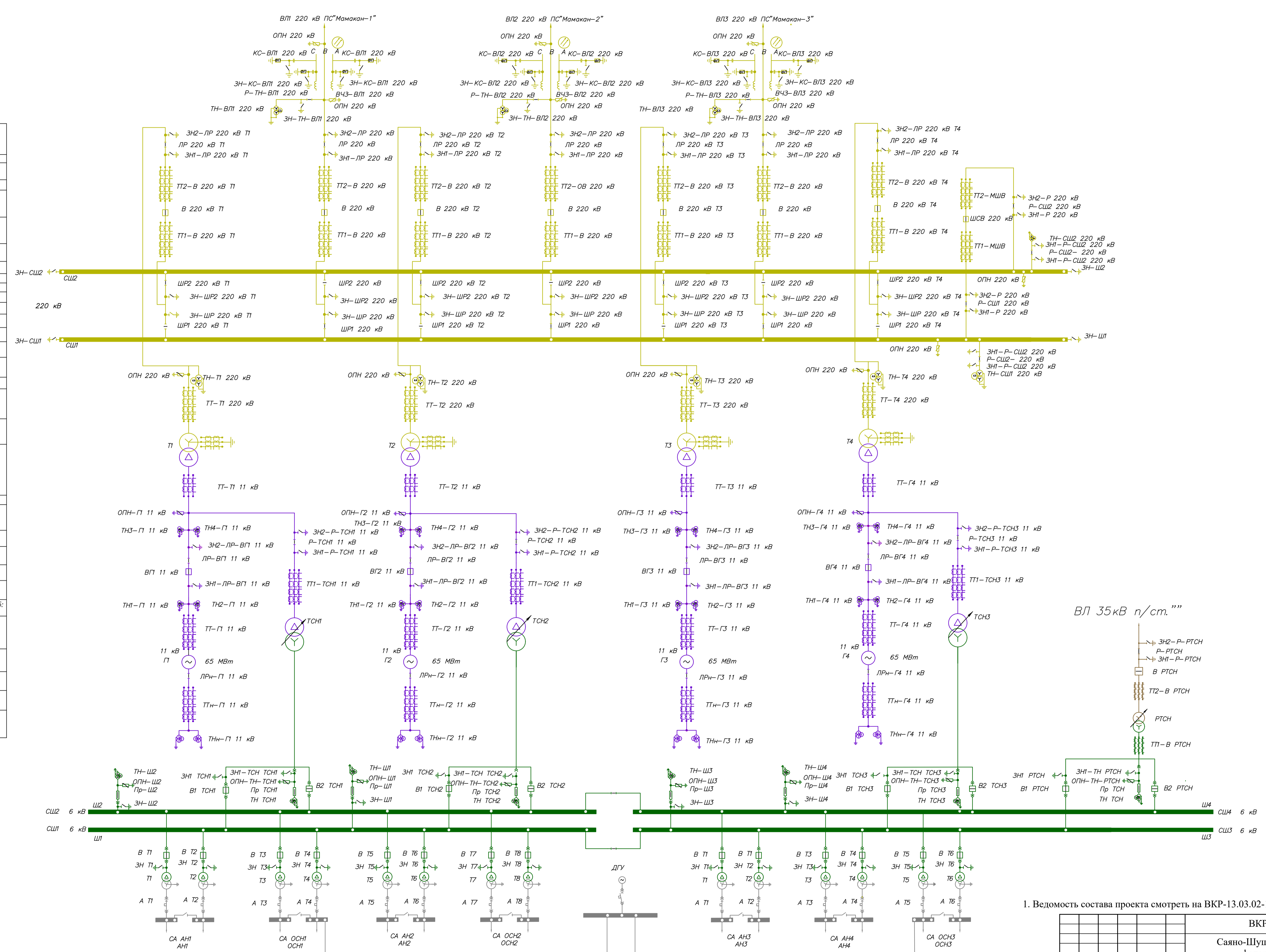


- $\sigma_y^t, \sigma_y^u$  - нормальные напряжения по горизонтальным площадкам
- $\sigma_x^t, \sigma_x^u$  - нормальные напряжения по вертикальным площадкам
- $\tau_{xy}^t, \tau_{xy}^u$  - касательные напряжения у верховой грани
- $\sigma_1^t, \sigma_1^u$  - максимальные растягивающие главные напряжения
- $\sigma_3^t, \sigma_3^u$  - максимальные сжимающие главные напряжения

1. Ведомость состава проекта смотреть на ВКР-13.03.02-162723-ГП

						ВКР-13.03.02-1627231-ГРЗ			
						Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Проектирование Витимской ГЭС на реке Витим	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Михайлов						4	
Провер.		Затеев							
Т.контр.									
Н.контр.						Нагрузки, действующие при основном сочетании нагрузок и воздействий	Кафедра ГГЭЭС		
Утв.									





Ячейка ОРУ-220; Ином=220 кВ, Ином=2500 А Iпр.скв=125кА, It=80 кА
Заземляющий нож 220 кВ
Разъединитель 220 кВ
Заземляющий нож 220 кВ
Измерительный трансформатор тока 220 кВ
Элегазовый вакуумный выключатель ВЭВ-220 кВ; 3150 А; 0,3 с
Измерительный трансформатор тока 220 кВ
Сборная шина 220 кВ
Заземляющий нож 220 кВ
Разъединитель 220 кВ
Заземляющий нож 220 кВ
Заземляющий нож 220 кВ
Разъединитель 220 кВ
Сборная шина 220 кВ
Заземляющий нож 220 кВ
ОПН 220кВ
Трансформатор напряжения 220 кВ
Измерительный трансформатор тока 220 кВ
ТРЦЦН-63000/220 UВН=230 кВ, Uнн=11 кВ
Измерительный трансформатор тока ТШП-10-1; 18000 А; 20 кВ; 0,2S; 10 Р
ОПН-15/450 УХЛ1
Трансформатор напряжения ЗНОЛ-06-15; Uном=15 кВ
Заземлитель ЗР-24 НУЗ; 235 кА; 90кА
Разъединитель РВРЗ-20/12500 УЗ; 12500 А; 410 кА; 160 кА
Выключатель элегазовый ВГ-15; 6300 А; 50 кА
Заземлитель ЗР-24 НУЗ; 235 кА; 90кА
Трансформатор напряжения ЗНОЛ-06-15; Uном=15 кВ
Измерительный трансформатор тока ТШП-10-1; 18000 А; 20 кВ; 0,2S; 10 Р
Генератор СВ 845/140-44Т; Sном=56 МВА; Pном=50,4 МВт; Uном=11 кВ
Разъединитель РВРЗ-20/12500 УЗ; 12500 А; 410 кА; 160 кА
Трансформатор тока нулевой последовательности 11 кВ
Трансформатор напряжения нулевой последовательности 11 кВ

Измерительный трансформатор тока ТШП-10-1; 18000 А; 20 кВ; 0,2S; 10 Р
Трансформатор собственных нужд ТСЗ-1000/10/6; 1000 кВт*А
Заземлитель 35 кВ
Разъединитель 35 кВ
Заземлитель 35 кВ
Выключатель резервного трансформатора собственных нужд 35 кВ
Измерительный трансформатор тока 35 кВ
Резервный трансформатор собственных нужд
Измерительный трансформатор тока 6 кВ
Заземляющий нож 6кВ
ОПН 6кВ
Предохранитель 6кВ
Трансформатор напряжения 6кВ
Секция 6 кВ
Выключатель 6 кВ
Заземлитель 6 кВ
ТСН 6/0,4 кВ
Секционный аппарат 0,4 кВ
Секция 0,4 кВ

1. Ведомость состава проекта смотреть на ВКР-13.03.02-162723-ГП

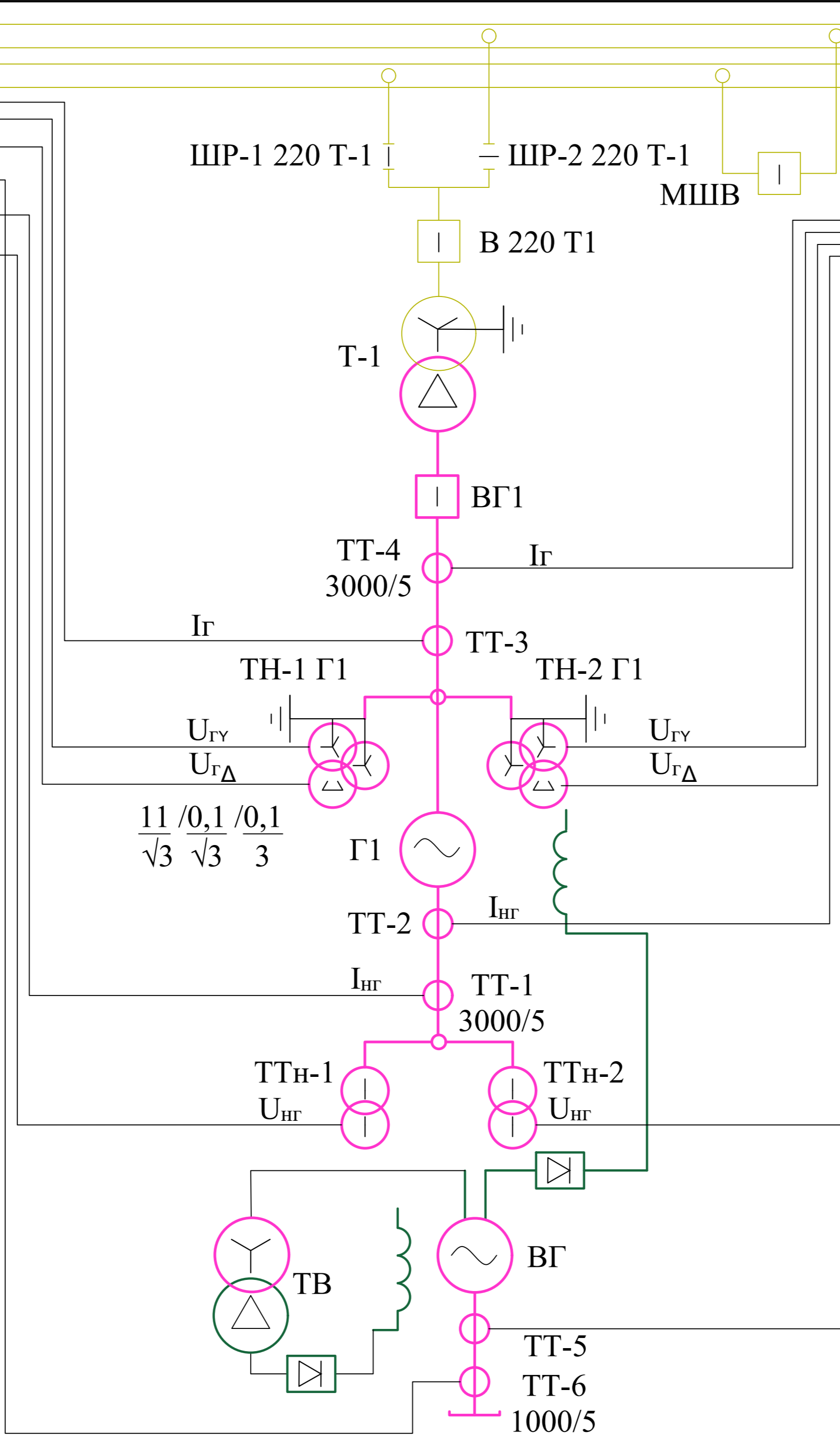
Диспетчерское наименование	Общестанционные нужды-1	Аваратные нужды-1	Аваратные нужды-2	Общестанционные нужды-2	Дизель-генераторная установка 1500 кВт	Аваратные нужды 3	Аваратные нужды-4	Общестанционные нужды-3
----------------------------	-------------------------	-------------------	-------------------	-------------------------	--	-------------------	-------------------	-------------------------

ВКР-13.03.02-162723-ЭС1		
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета		
Изм. Кол.уч	Лист № док	Подпись Дата
Разраб. Михайлов		
Провер. Ачтаев		
Т.контр.		
Н.контр.		
Утв.		
Проектирование Витимской ГЭС на реке Витим		Стадия Лист Листов
Главная схема электрических присоединений		5
		Кафедра ГТЭС 2020 г
		Формат А1

ШЭ1 (Система А)		
ΔG	I <sub>Г</sub>	Υ
Z1<, Z2<, U1>, U2>, КИН	U <sub>Г.Υ</sub>	Υ
КИН, Un(U <sub>0</sub> )	U <sub>Г.Δ</sub>	Δ
I <sub>p</sub>	I <sub>н.г.в.г</sub>	Υ
ΔG, I2, I1, Z1<, Z2<	I <sub>нг</sub>	Υ
Un(U <sub>0</sub> )	U <sub>Г.N</sub>	-

ШЭ1 (Система Б)		
Υ	I <sub>Г</sub>	ΔG
Υ	U <sub>Г.Υ</sub>	Z1<, Z2<, U1>, U2>, КИН
Δ	U <sub>Г.Δ</sub>	КИН, Un(U <sub>0</sub> )
Υ	I <sub>н.г.в.г</sub>	I <sub>p</sub>
Υ	I <sub>нг</sub>	ΔG, I2, I1, Z1<, Z2<
-	U <sub>Г.N</sub>	Un(U <sub>0</sub> )

Защиты		Уставки		
Наименование	обозначение	наименование	Отн-ые единицы	Имен-ые единицы
Диф. защита продольная	ΔG	ток срабат-ия, I <sub>ср.о</sub>	0.15·I <sub>н</sub>	0.44 А
		коэф-т торможения, K <sub>T</sub>	0.3	-
		уставка начального торможения, I <sub>нт</sub>	0.5·I <sub>н</sub>	1.47 А
		тормозной ток, В	1.5·I <sub>н</sub>	4.41 А
ЗЗГ	U <sub>0</sub>	t <sub>1</sub>	U <sub>01G</sub>	5 В
		t <sub>2</sub>	U <sub>0G</sub>	15 В
	U <sub>03</sub>	коэф-т торм-ия, K <sub>T</sub>	1.2	-
ЗПН	U>	2 ст.	U <sub>ср2</sub>	140 В
		1 ст.	U <sub>ср1</sub>	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I <sub>2</sub>	СО	I <sub>2сигн</sub>	0.07·I <sub>н</sub>
		ПО	I <sub>2пуск</sub>	0.17·I <sub>н</sub>
		ОТС I	I <sub>2с.з.</sub>	0.23·I <sub>н</sub>
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I <sub>1</sub>	СО	I <sub>1сигн</sub>	1.07·I <sub>н</sub>
		ПО	I <sub>1пуск</sub>	1.1·I <sub>н</sub>
		ОТС	I <sub>1отс</sub>	1.53·I <sub>н</sub>
ДЗ	Z<	1 ст.	Z <sub>I</sub>	0.09
		2 ст.	Z <sub>II</sub>	0.34
Защита ротора от перегрузки	I <sub>p</sub>	СО	I <sub>p сигн.</sub>	1.07·I <sub>ном.р.</sub>
		ПО	I <sub>p пуск.</sub>	1.1·I <sub>ном.р.</sub>
		Отсечка	I <sub>p пуск.</sub>	2.245·I <sub>ном.р.</sub>



Г1 Гидрогенератор СВ-845/140-44Т; 50,4 МВт; 11 кВ; cosφ=0,9; I<sub>н</sub>= 2945 А

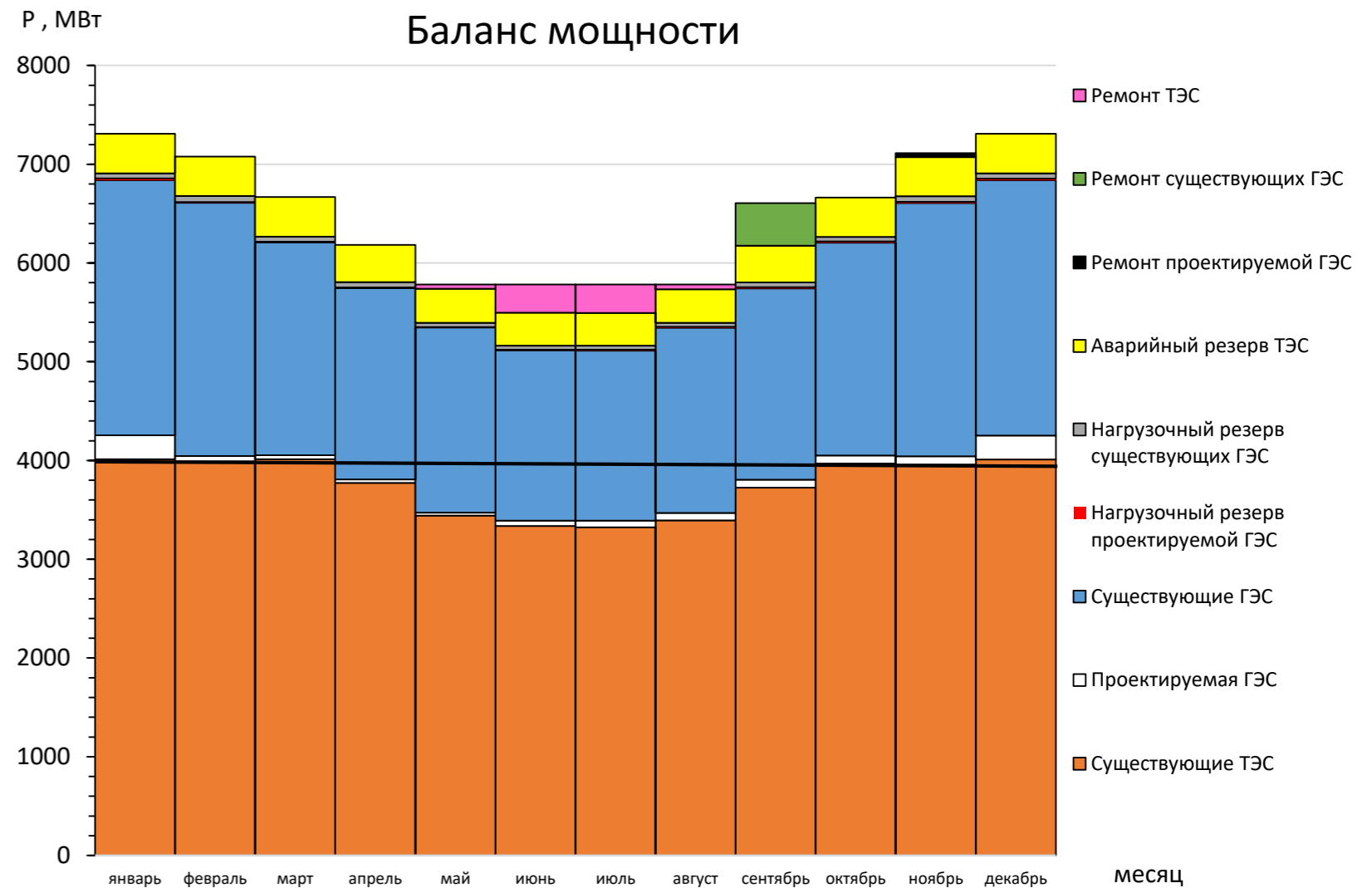
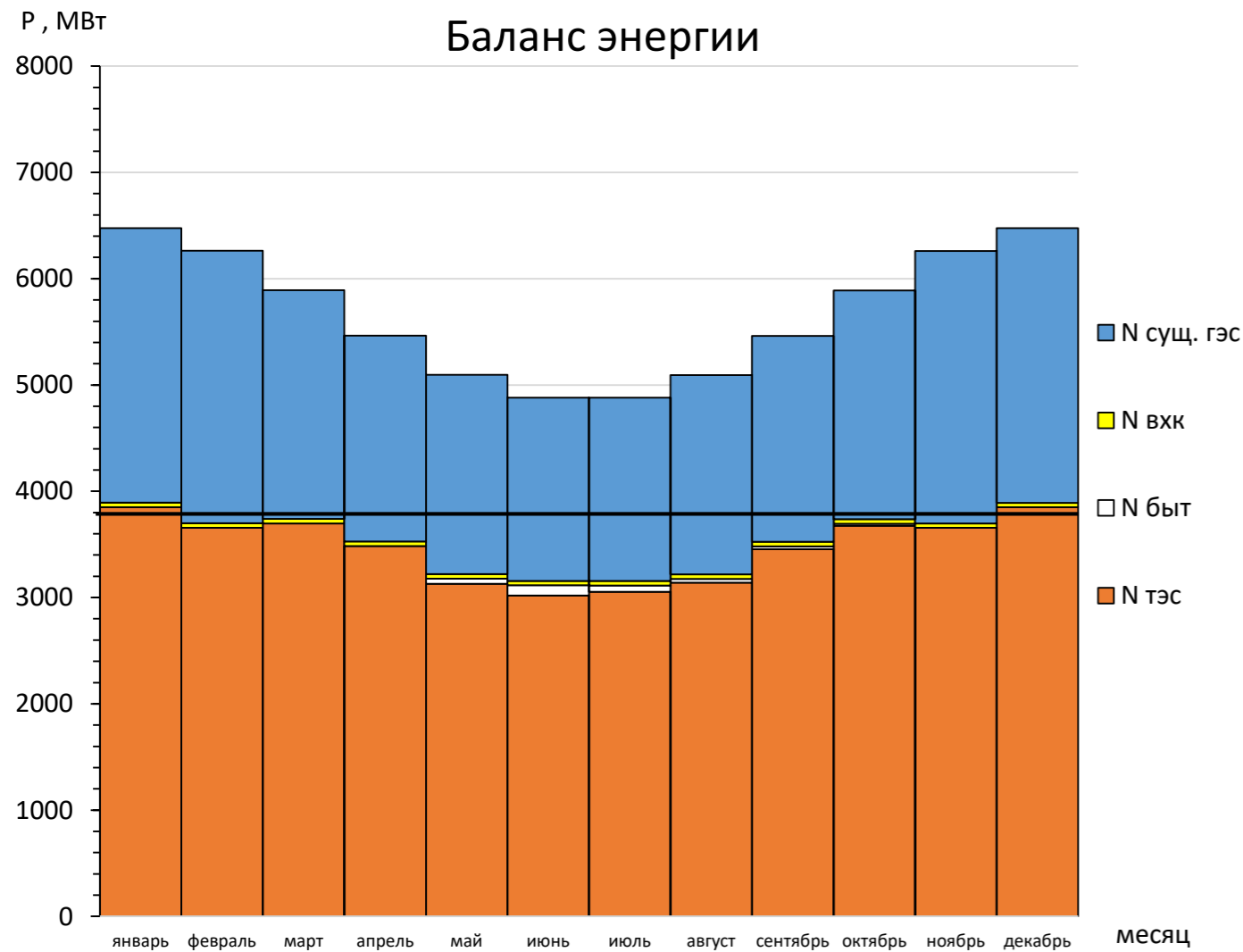
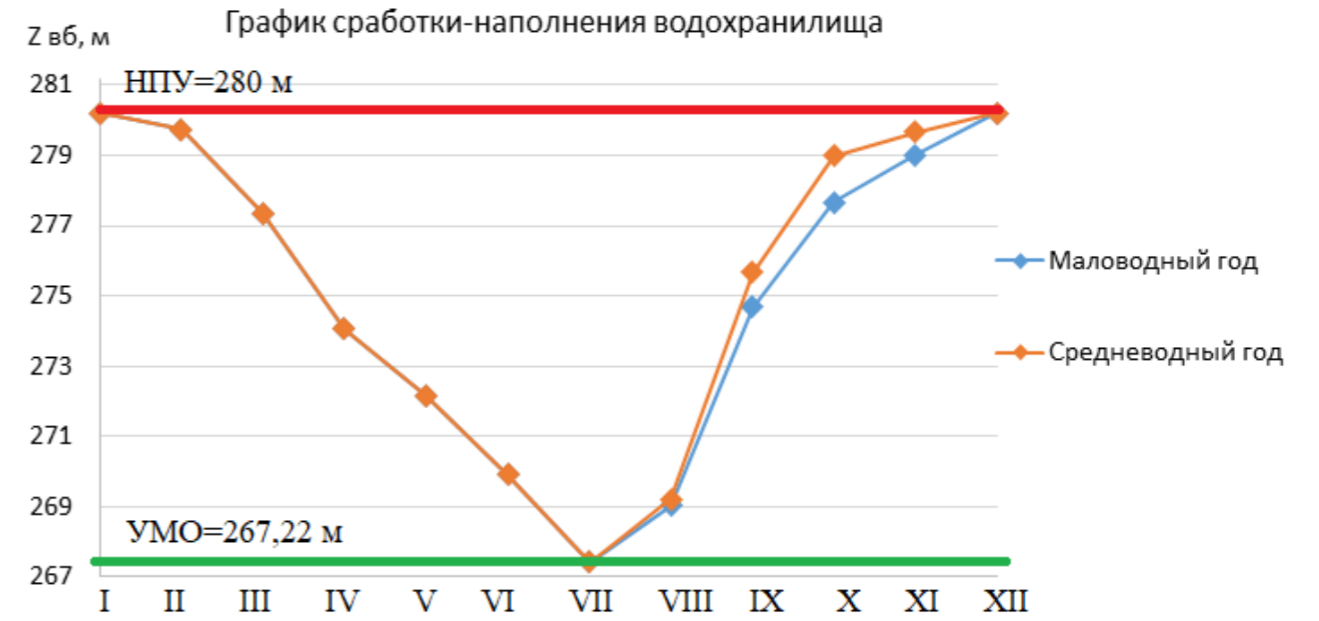
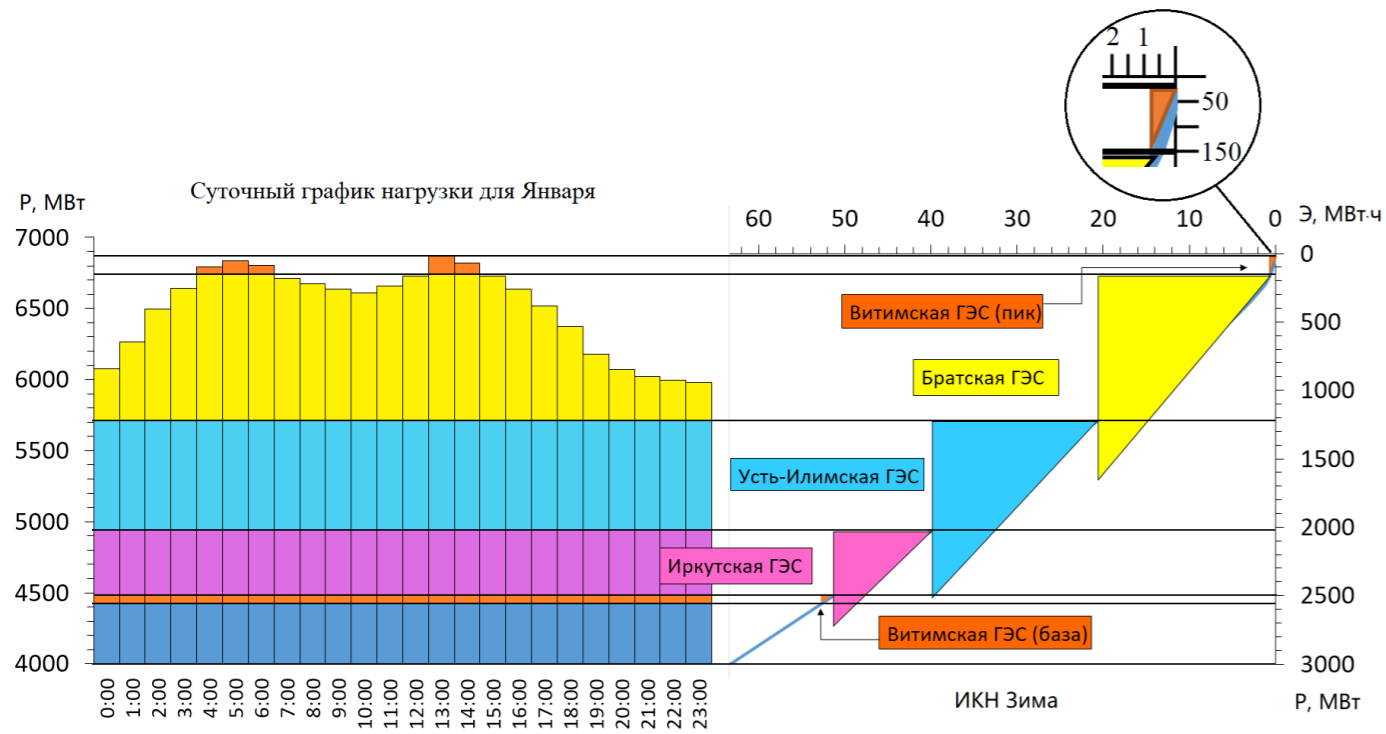
Защиты	Наименование	Обозначение	Действие						
			Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	Отключение секц. выкл.
Диф. защита продольная	ΔG	ΔG	+	+	+	+			
ЗЗГ	U <sub>0</sub>	t <sub>1</sub>						+	
		t <sub>2</sub>	+	+	+				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

1. Ведомость состава проекта смотреть на ВКР-13.03.02-162723-ГП

ВКР-13.03.02.-1627231-ЭС2					
Саяно-Шушенский филиал Сибирского федерального университета					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Михайлов				
Провер.	Широков				
Т.контр.					
Н.контр.					
Утв.					
Проектирование Витимской ГЭС на реке Витим				Стадия	Лист
Схема подключения электрических защит к ТТ и ТН.				6	Листов
				Кафедра ГГЭЭС 2020 г	

# Проектирование Витимской ГЭС на реке Витим

Среднегодовая выработка:  $\mathcal{E} = 549,2$  млн. кВт · ч  
Установленная мощность:  $N = 260$  МВт



Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Саяно–Шушенский филиал  
институт

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических  
систем и электрических сетей»  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 А.А. Ачитаев  
подпись      инициалы, фамилия

« 01. » 07 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника  
код – наименование направления

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВИТИМСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ВИТИМ.  
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ГОРОДА ЗА  
СЧЕТ ПОСТРОЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ  
ЭНЕРГОРЕСУРСОВ.**

тема

Руководитель

 02.07.20  
подпись, дата

*инженер по РЗА  
и автоматике СВЭИМ.  
Филиал ГЭС - Руднично*  
должность, ученая степень

И.А. Матвиенко  
инициалы, фамилия

Выпускник

 02.07.20  
подпись, дата

И.В. Михайлов  
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черемушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Витимской ГЭС на реке Витим. Повышение эффективности энергосистемы города за счет построения интеллектуальной системы энергоресурсов.»

Консультанты по  
разделам:

Консультант руководителя БР

  
подпись, дата

  
инициалы, фамилия

Водно–энергетические расчёты

 23.06.20   
подпись, дата      инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное  
оборудование

 02.07.20   
подпись, дата      инициалы, фамилия


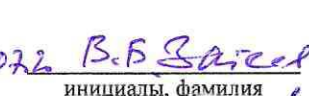
Электрическая часть

   
подпись, дата      инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

   
подпись, дата      инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения гидроузла

 02.07.20   
подпись, дата      инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

   
подпись, дата      инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

 2.07.20   
подпись, дата      инициалы, фамилия

Технико–экономическое обоснование

 02.07.20   
подпись, дата      инициалы, фамилия

Нормоконтролер

 2.07.20   
подпись, дата      инициалы, фамилия