

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем
и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ _____
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2020 г

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ МАЯ.
АППРОКСИМАЦИЯ СЛОЖНЫХ КРИВЫХ СВЯЗИ В НИЖНЕМ БЬЕФЕ
ГИДРОСТАНЦИИ**

Выпускник

подпись, дата

Н.А. Феоктистов
инициалы, фамилия

Руководитель

подпись, дата

Кандидат технических наук
Доцент кафедры ГТС и ГМ
должность

Е.Ю. Затева
инициалы, фамилия

Саяногорск Черёмушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Майской ГЭС на реке Мая. Аппроксимация сложных кривых связи в нижнем бьефе гидростанции».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружение гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролер

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ МАЙСКОЙ ГЭС	7
1 Общая часть.....	9
1.1 Природные условия	9
1.1.1 Климатические данные.....	9
1.1.2 Гидрологические данные	9
1.1.3 Инженерно-характеристика района.....	9
1.1.4 Энергоэкономическая характеристика района.....	10
2 Водно-энергетический расчёт	13
2.1 Исходные данные.....	13
2.2 Гидрологический расчёт.....	17
2.2.1 Выбор вида регулирования стока водохранилищем.....	17
2.2.2 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока.....	18
2.3 Водно-энергетический расчеты режима работы ГЭС.....	23
2.3.1 Расчёт режима работы без учета регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса	23
2.3.2 Выбор рабочих мощностей	24
2.4 Баланс мощности энергосистемы	25
2.5 Резервы мощности энергосистемы. Определение итоговой установленной мощности проектируемой ГЭС.....	27
2.6 Построение режимного поля	28
3 Основное и вспомогательное оборудование	30
3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам	30
3.1.1 Выбор системы и типа турбины.....	30
3.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса	31
3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины	34
3.4 Расчёт и построение плана металлической спиральной камеры с круглым сечением и полным углом охвата.....	36
3.5 Выбор типа серийного генератора.....	40
3.6 Расчёт деталей и узлов гидротурбины.....	41
3.6.1 Расчёт вала на прочность	41
3.6.2 Расчёт подшипника.....	42
3.6.3 Выбор типа маслонапорной установки	43
3.6.4 Выбор электрогидравлического регулятора.....	43
4 Электрическая часть	44

4.1	Выбор структурной схемы электрических соединений.....	44
4.2	Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС	45
4.2.1	Выбор синхронных генераторов	45
4.2.2	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с одиночным блоком	45
4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схемы с укрупненным блоком	47
4.2.4	Выбор трансформаторов собственных нужд	49
4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий распределительного устройства высшего напряжения и марки проводов воздушных линий.....	50
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта.....	51
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	53
4.6	Расчёт токов трёхфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin	54
4.6.1	Расчёт исходных данных.....	54
4.6.2	Расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»	55
4.7	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ.....	57
4.8	Выбор трансформаторов тока и напряжения	58
4.9	Выбор параметров КРУЭ.....	59
5	Релейная защита и автоматика	60
5.1	Перечень защит основного оборудования.....	60
5.2	Описание защит и расчёт их уставок.....	61
5.2.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG).....	61
5.2.2	Защита от замыкания на землю обмотки статора генератора (UN(U0))	64
5.2.3	Защита от повышения напряжения U1 >, (U2 >)	67
5.2.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)	68
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок (I1).....	72
5.2.6	Дистанционная защита генератора Z1 <, (Z2 <)	74
5.2.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	77
5.2.8	Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор.....	79

5.3	Таблица уставок и матрица отключений защит	80
6	Компоновка и сооружения гидроузла.....	82
6.1	Определение класса гидротехнического сооружения.....	82
6.2	Определение отметки гребня плотины	82
6.3	Гидравлические расчёты	84
6.3.1	Определение ширины водосливного фронта	84
6.3.2	Определение отметки гребня водослива	86
6.3.3	Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном случае.....	88
6.3.4	Построение профиля водосливной грани.....	90
6.3.5	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе	91
6.4	Расчет элементов в нижнем бьефе	93
6.4.1	Расчёт отброса струи	93
6.5	Конструирование основных элементов плотины.....	95
6.5.1	Определение ширины подошвы плотины	95
6.5.2	Разрезка бетонной водосливной плотины швами.....	96
6.5.3	Быки.....	97
6.5.4	Устои	97
6.5.5	Дренаж в теле бетонной плотины.....	97
6.5.6	Глубинные водопропускные сооружения	98
6.6	Определение основных нагрузок на плотину.....	99
6.6.1	Вес сооружения и затворов	99
6.6.2	Сила гидростатического давления воды	100
6.6.3	Равнодействующая взвешивающего давления.....	100
6.6.4	Сила фильтрационного давления.....	100
6.6.5	Давление грунта.....	101
6.6.6	Волновое давление	103
6.7	Оценка прочности плотины.....	103
6.8	Критерии прочности плотины и её основания	105
6.9	Обоснование устойчивости плотины.....	106
7	Технико-экономическое обоснование	108
7.1	Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации 108	
7.1.1	Оценка объёмов реализации электроэнергии	108
7.1.2	Текущие расходы по гидроузлу	109

7.1.3	Налоговые расходы.....	111
7.2	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности ..	112
7.2.1	Анализ денежных потоков	113
7.3	Оценка инвестиционного проекта	114
7.3.1	Методология, исходные данные	114
7.3.2	Коммерческая эффективность	115
7.3.3	Бюджетная эффективность.....	116
7.3.4	Анализ чувствительности.....	116
8	Мероприятия по охране труда, пожарной безопасности и обеспечению экологической чистоты проектируемой станции	119
8.1	Требования по охране труда и технике безопасности для работников Майской ГЭС.....	119
8.1.1	Опасные производственные факторы, действующие на предприятии.....	119
8.1.2	Обязанности работника Майской ГЭС в части охраны труда	120
8.2	Противопожарная безопасность.....	121
8.3	Охрана природы	126
8.3.1	Общие сведения о районе строительства	126
8.3.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	127
8.3.3	Отходы образующиеся при строительстве.....	130
9	Аппроксимация сложных кривых связи в нижнем бьефе гидростанции	132
9.1	Постановка проблемы.....	132
9.2	Кривые связи для расчёта	132
9.3	Сплайн интерполяция	136
9.4	Итог работы.....	137
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	139
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Данные суточных сработок.....	142
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Главная универсальная характеристика	166
	ПРИЛОЖЕНИЕ В Проточная часть.....	167
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г Фрагмент кода	168

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ МАЙСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки.....Мая.
2. Местонахождение ГЭС.....Хабаровский край.
3. Тип проектируемой установки.....ГЭС.
4. Характерные расходы воды:
 - a) среднемноголетний.....655 м³/с;
 - b) всех турбин.....362 м³/с;
 - c) максимальный с обеспеченностью: 1,0%.....5746 м³/с;
0,1%.....6885 м³/с;
 - d) минимальный.....77 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - a) Характер регулирования стока.....суточный
 - b) отметка: НПУ.....367,00 м
ФПУ.....367,10 м
УМО.....364,50 м
 - c) объёмы: полный.....5,978 км³
полезный.....0,213 км³
6. Напоры ГЭС:
 - a) максимальный.....54,17 м
 - b) расчетный.....52,80 м
 - c) минимальный.....50,77 м
7. Энергетические характеристики:
 - a) мощность: установленная.....168 МВт
гарантированная.....161 МВт
 - b) среднемноголетняя выработка энергии.....708,46 млн. кВт · ч
8. Плотины:
 - a) стационарная бетонная плотина
 - b) глухая левобережная плотина
 - c) гравитационная бетонная водосбросная плотина
9. Водосбросные сооружения:
 - a) тип.....носок трамплин
 - b) число и размер пролетов.....18x10 м
 - c) общая длина.....180 м
 - d) максимальная высота.....371,80 м
10. Здание ГЭС
 - a) тип здания.....приплотинное
 - b) число агрегатов.....3;
 - c) грунт в основании.....гранитогнейсы;
 - d) тип спиральной камеры.....металлическая круглого сечения;
 - e) тип отсасывающей трубы.....изогнутая;
 - f) расстояние между осями агрегатов.....18,0 м;
11. Основное оборудование
 - a) тип турбины.....РО 75-В-375;

- b) тип генератора.....СВ 733/130-36;
 - с) мощность генератора.....55600 кВт;
 - d) частота вращения.....166,7 об/мин;
 - e) тип трансформаторов.....ТДЦ 400000/220-УХЛ1;
12. Техничко-экономические показатели:
- a) себестоимость электроэнергии.....1,61 руб./кВт;
 - b) удельные капиталовложения: руб./кВт.....69596,89;
долл./кВт.....1070,72;
 - с) показатели эффективности: НПВ.....337,06 млн. руб.;
ИП.....1,13;
Срок окупаемости.....6 лет;

1 Общая часть

1.1 Природные условия

1.1.1 Климатические данные

Данные для района строительства:

- Абсолютный минимум: -50°C
- Минимальная температура: -30°C январь.
- Максимальная температура: $+19^{\circ}\text{C}$ июль.
- Среднегодовое количество осадков: 655 мм/год.
- Годовая сумма осадков колеблется в районе 600 мм. В районе

строительства до 90% осадков выпадает с апреля по октябрь, особенно обильное количество в июле и августе.

1.1.2 Гидрологические данные

Река образована слиянием рек Аюмкан и Кун-Маньё (на высоте 1400 м). Длина реки от места слияния рек 363 км (от истока Кун-Маньё 450 км), площадь бассейна 15,3 тыс. км² – крупнейший по площади бассейна и длине приток реки Уды. Среднегодовой расход 215 м³/с (объём стока 6,786 км³/год). Питание реки в основном дождевое, как итог в районе строительства невысокое половодье с летние-осенними паводками и низкой меженью.

1.1.3 Инженерно-характеристика района

Грунт основания – гранодиорит.

Створ расположен в горных районах с интенсивно расчлененным рельефом, в горной системе Становика Джугджура – Прибрежного. В

непосредственной близости к месту строительства плотины располагаются крупные месторождения материалов каменного сырья, которые могут быть использованы при строительстве.

Ожидаемая сейсмичность в месте строительства 8 баллов, согласно карте сейсмического районирования территории Российской Федерации ОСР-97-С (рисунок 1.1)

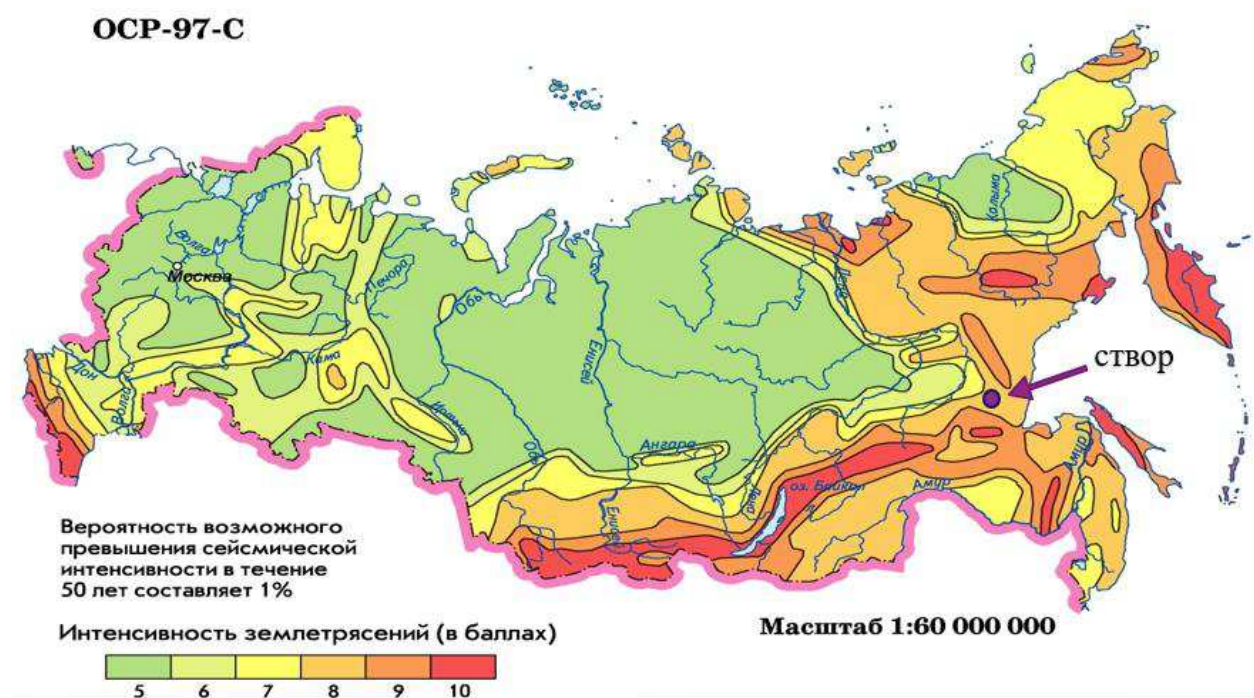


Рисунок 1.1 – Карта сейсмического районирования территории Российской Федерации

1.1.4 Энергоэкономическая характеристика района

Майская ГЭС входит в ОДУ Востока. И располагается на территории Хабаровского РДУ. Электроэнергия необходима для дальнейшего развития региона. В настоящее время активно развивающаяся горная промышленность региона будет активно потреблять электроэнергию, также часть электроэнергии будет направлена на экспорт в Китай.

Региональное диспетчерское устройство осуществляет функции оперативно-диспетчерского управления на территории Хабаровского края и

Еврейской автономной области. Под управлением Хабаровского РДУ находятся объекты генерации общей мощностью 2100,7 МВт.

Высоковольтная сеть (Рисунок 1.2) объединяет объекты генерации. Линии электропередачи в регионе имеют крайне высокую протяженность и различные классы напряжений (Рисунок 1.2):

- ВЛ 110 кВ – 2624,1 км
- ВЛ 220 кВ – 4426,7 км
- ВЛ 500 кВ – 1162,9 км

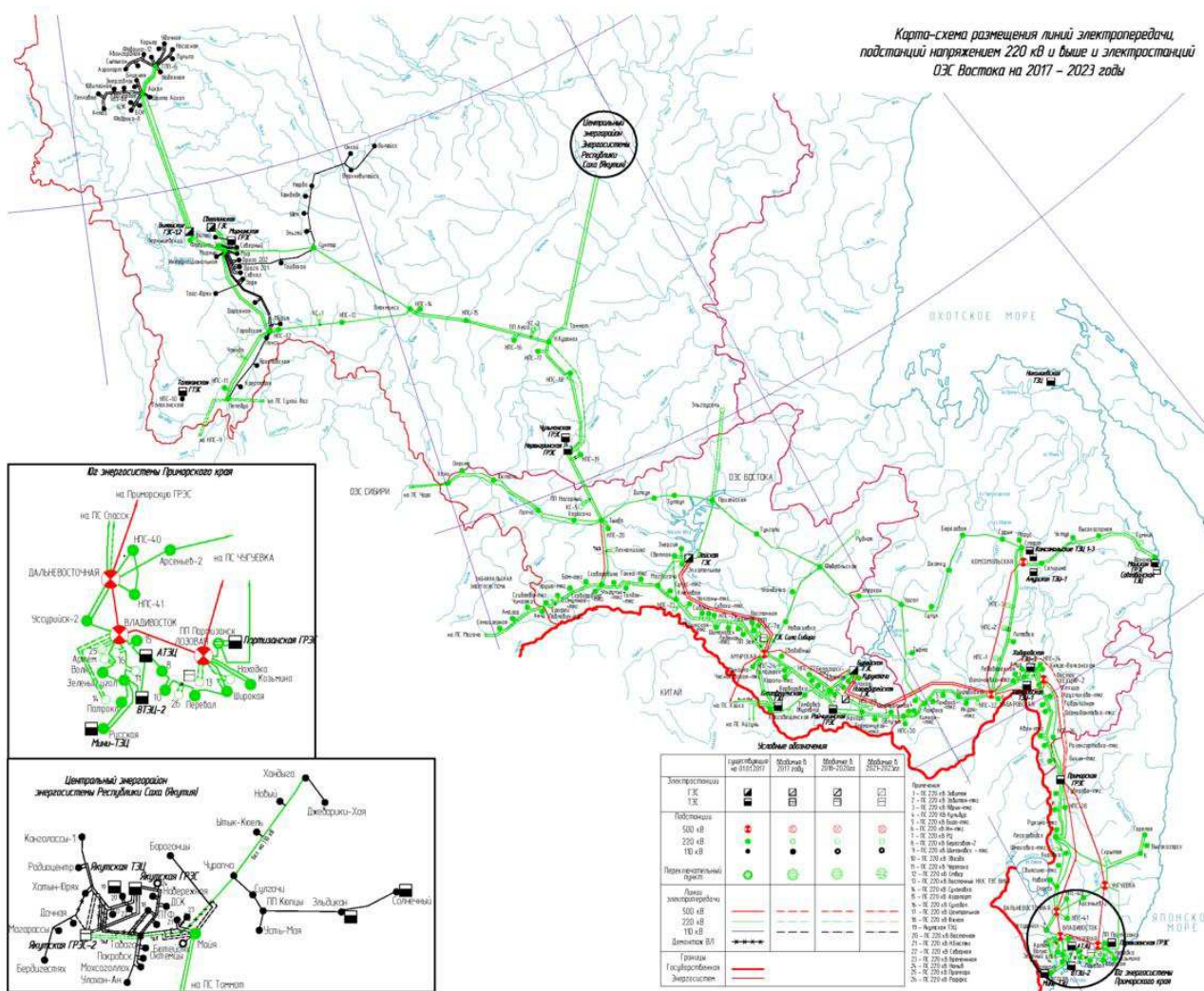


Рисунок 1.2 – Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций, и объектов генерации

ОДУ Востока отличает крайне неравномерным суточным графиком нагрузки (Рисунок 1.3), поэтому в ОДУ необходима станция, которая будет сглаживать пики нагрузки и повысит общую устойчивость энергосистемы.

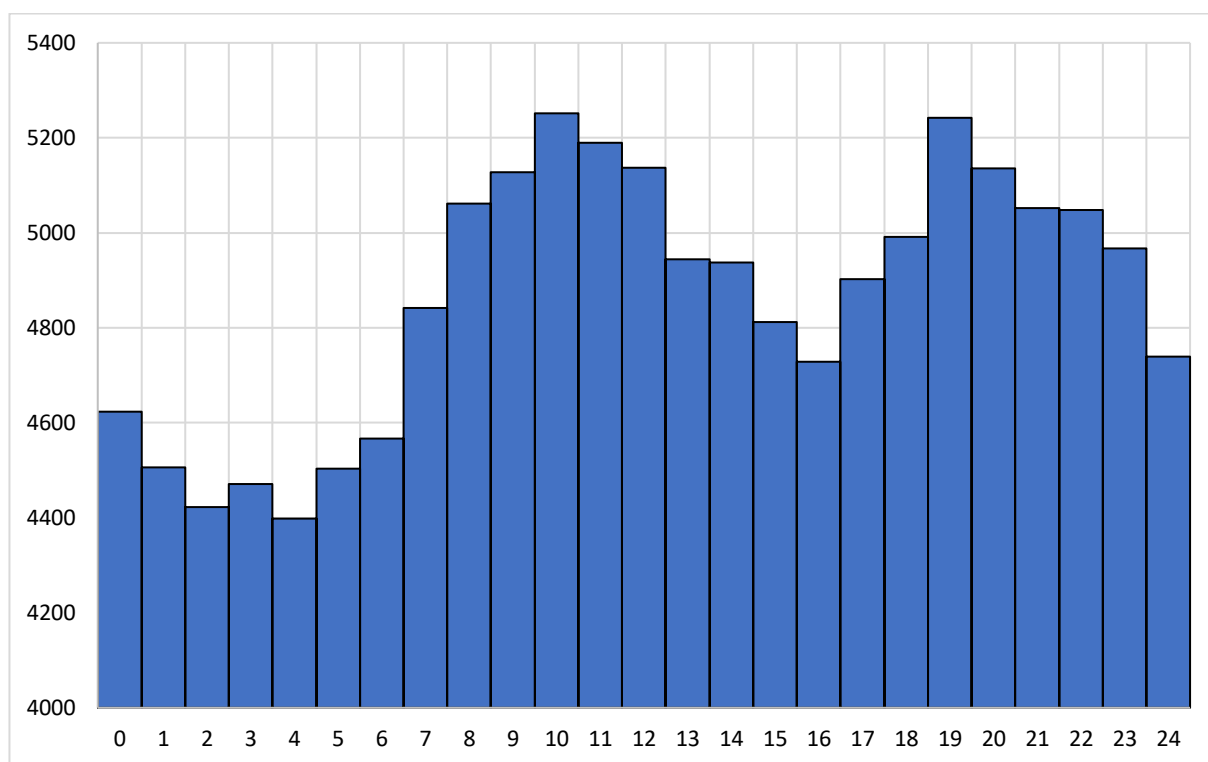


Рисунок 1.3 – Суточный график нагрузки ОДУ Востока на 20.01.2017

Гидроэлектростанция удалена от объектов инфраструктуры, таким образом строительство данного гидроузла будет сопровождаться также развитием инфраструктуры. Ближайшая железная дорога, ведет к Эльгинскому месторождению.

2 Водно-энергетический расчёт

2.1 Исходные данные

Исходные данные представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Исходные данные для водно-энергетических расчетов

Данные объекта	Объект	Майская ГЭС
	Местоположение	Хабаровский край
Данные энергосистемы	ОДУ	ОДУ Востока
	РДУ	— (работа на ОДУ)
	Существующие ГЭС	Нижне-Бурейская ГЭС; Зейская ГЭС; Бурейская ГЭС
	Нагрузочный резерв	5 МВт
	Коэффициент мощности	$k_N = 8,8$
	Графики потребления	Таблица 2.2
	Данные гидроузла	Отметка НПУ, м
Отметка дна, м		312,00
Полный объём при НПУ, км ³		5,978
Потери напора в водоподводящих сооружениях, м		0,55
Гидрологические данные	Кривая связи ВБ	Таблица 2.2, Рисунок 2.1
	Кривая связи НБ	Таблица 2.3, Рисунок 2.2
	Расчётный гидрологический ряд наблюдений	Таблица 2.4
	Гидрограф среднемноголетних расходов	Рисунок 2.3
	Потери расхода	Таблица 2.5

В таблице 2.2 представлены координаты для построения кривой связи ВБ (рис. 2.1).

Таблица 2.2 – Координаты для построения кривой связи ВБ

$V, \text{м}^3$	$Z_{\text{первоначальное}}, \text{м}$	$Z_{\text{расчитанное}}, \text{м}$
0,00	312,00	312,09
0,80	331,50	331,08
1,60	339,50	340,17
2,40	346,50	346,34
3,20	352,50	351,98
4,00	357,00	357,26
4,80	361,50	361,79
5,60	365,50	365,47
6,40	369,00	368,61
7,20	371,00	371,30
8,00	372,00	371,93

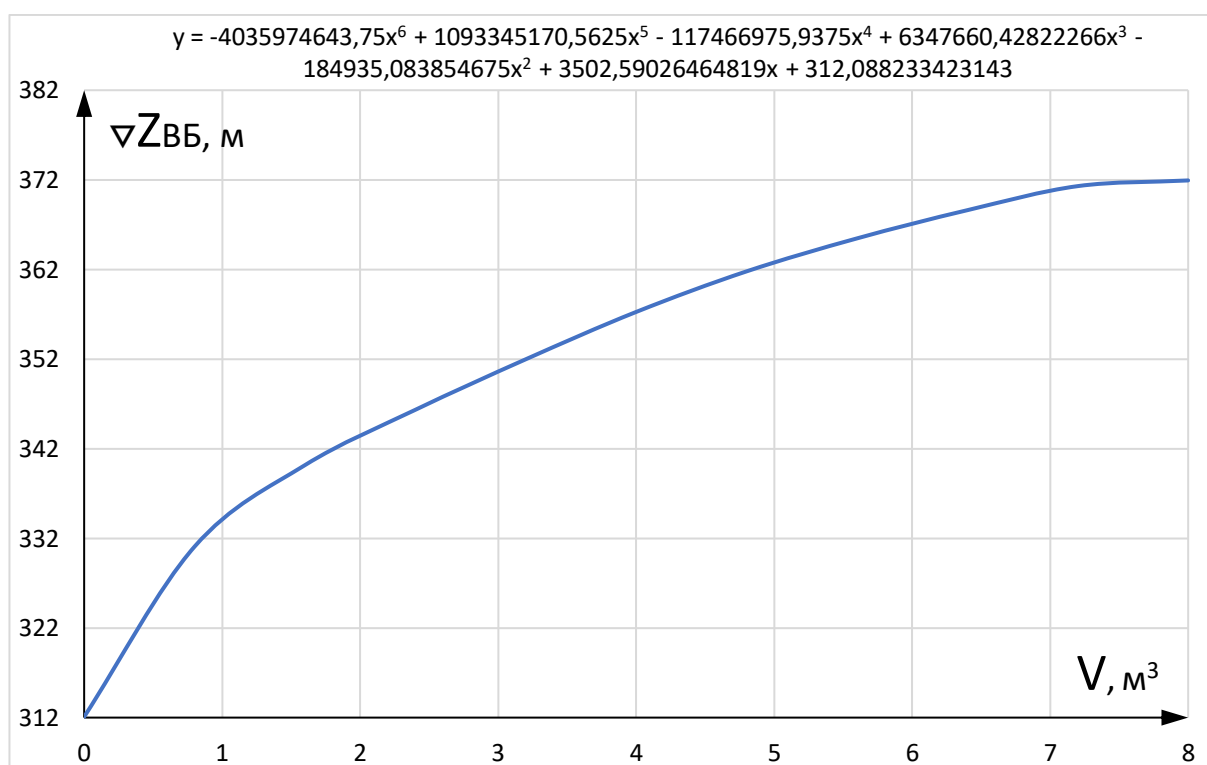


Рисунок 2.1 – Кривая связи ВБ с полиномиальным уравнением кривой

В таблице 2.3 представлены координаты для построения кривой связи ВБ (рис. 2.2)

Таблица 2.3 – Координаты для построения кривой связи НБ

$Z_{\text{первоначальное}}, \text{ м}$	$Q_{\text{лето}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{расчитанное}}, \text{ м}$	$Q_{\text{зима}}, \text{ м}^3/\text{с}$	$Z_{\text{расчитанное}}, \text{ м}$
312,00	0	312,04	0	312,04
313,00	250	312,92	175	312,92
314,00	778	314,06	545	314,06
315,00	1515	314,99	1061	314,99
316,00	2370	315,96	1659	315,96
317,00	3345	317,04	2342	317,04
318,00	4422	317,98	3095	317,98
319,00	5641	319,01	3949	319,01
320,00	6885	320,00	4820	320,00

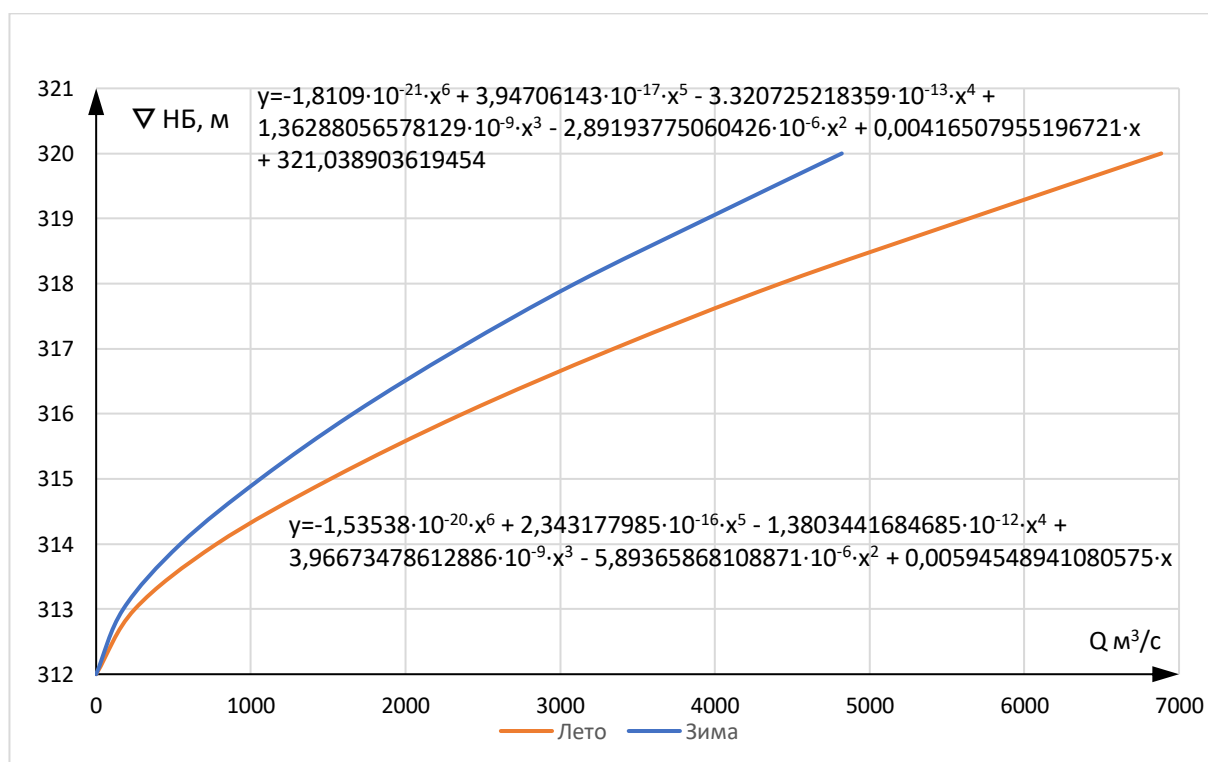


Рисунок 2.2 – Кривые связи НБ с полиномиальным уравнением для зимы и лета

В таблице 2.4 представлен исходный гидрологический ряд реки Мая, а также гидрограф (рисунок 2.3) среднемноголетних расходов.

Таблица 2.4 – Исходный гидрологический ряд реки Мая

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	$Q_{\text{ср год}}$
1961	124	132	121	556	2736	2971	448	464	656	224	256	148	736
1962	163	84	92	680	2742	2487	285	609	525	237	163	142	684
1963	150	140	69	358	2910	3092	348	527	316	211	148	113	699
1964	116	98	105	261	1874	2765	192	187	316	200	163	119	533
1965	82	58	98	430	1310	2776	427	337	461	187	140	82	532
1966	42	55	45	298	1966	1363	295	314	156	87	121	37	398
1967	108	84	98	327	2391	2043	501	385	469	119	182	142	571
1968	145	163	132	567	1566	4215	583	482	311	203	240	84	724
1969	74	84	71	229	2053	933	308	153	303	124	63	40	370
1970	129	272	237	849	4592	2823	424	836	730	372	261	235	980
1971	63	98	113	261	2491	2230	264	385	472	116	100	66	555
1972	100	137	182	448	2718	3400	266	348	583	240	235	127	732
1973	74	66	98	282	2119	1347	219	327	224	214	98	113	432
1974	63	58	61	237	2201	2396	185	195	303	84	103	92	498
1975	158	129	142	324	2612	3487	427	295	369	211	150	113	702
1976	224	229	127	345	3477	3469	356	749	551	464	179	219	866
1977	113	108	111	424	3764	2457	506	546	419	179	219	74	743
1978	79	84	42	287	2391	2254	148	290	322	132	87	87	517
1979	121	90	74	561	4168	2162	643	480	440	153	153	84	761
1980	100	240	190	593	3609	2900	699	617	751	240	335	169	870
1981	185	171	92	564	4573	3456	820	685	712	277	219	182	995
1982	171	90	100	298	2905	4199	356	488	482	216	158	137	800
1983	116	100	127	177	3002	3139	474	398	406	243	158	63	700
1984	145	127	190	730	3050	4426	654	285	622	211	293	105	903
1985	195	148	153	517	2072	2737	661	411	535	153	163	195	662
1986	84	177	111	525	1624	3197	593	422	561	185	105	145	644
1987	124	124	192	390	1893	3000	345	604	569	179	142	119	640
1988	113	74	140	224	2425	1653	385	187	445	132	177	116	506
1989	105	79	103	356	1861	2905	316	343	240	134	132	71	554
1990	98	92	63	227	1676	2172	261	419	174	203	142	76	467
1991	71	153	124	303	1745	3559	440	567	580	119	224	90	664
1992	105	79	111	564	2950	3788	250	527	295	182	195	79	760
1993	140	148	142	490	3474	2198	245	482	216	129	206	129	667
1994	169	166	121	606	2994	3830	482	598	567	187	232	127	840
1995	79	58	82	453	2810	2301	398	430	261	190	187	124	614
1996	227	169	124	630	2046	5246	332	440	788	169	227	108	875
1997	98	113	90	641	3738	2686	416	445	490	279	150	166	776
1998	142	235	124	554	4871	1974	833	438	374	419	274	224	872
1999	153	100	166	414	2351	3791	216	274	274	148	129	107	677
2000	101	84	65	514	3369	3659	601	540	612	319	343	187	866
2001	90	42	61	132	2027	1758	229	158	132	156	119	69	414

Продолжение таблицы 2.4

2001	90	42	61	132	2027	1758	229	158	132	156	119	69	414
2002	116	100	140	469	3809	3698	419	401	561	140	211	74	845
2003	100	71	105	277	2272	1236	150	240	269	148	105	40	418
2004	179	108	92	535	2549	4525	630	759	401	353	179	145	871
2005	37	45	45	187	1466	1416	240	211	177	150	87	69	344
2006	69	111	66	208	1152	1650	158	243	185	153	111	66	348
2007	74	108	69	370	1206	1421	295	192	414	132	169	69	377
2008	105	72	237	741	3606	4233	377	366	685	316	163	282	932
2009	95	90	76	285	1220	1458	177	161	258	169	142	69	350
2010	71	69	121	200	2657	1363	250	248	282	142	79	87	464
$Q_{\text{ср мес}}$	116	114	113	418	2622	2765	391	410	425	199	172	116	655

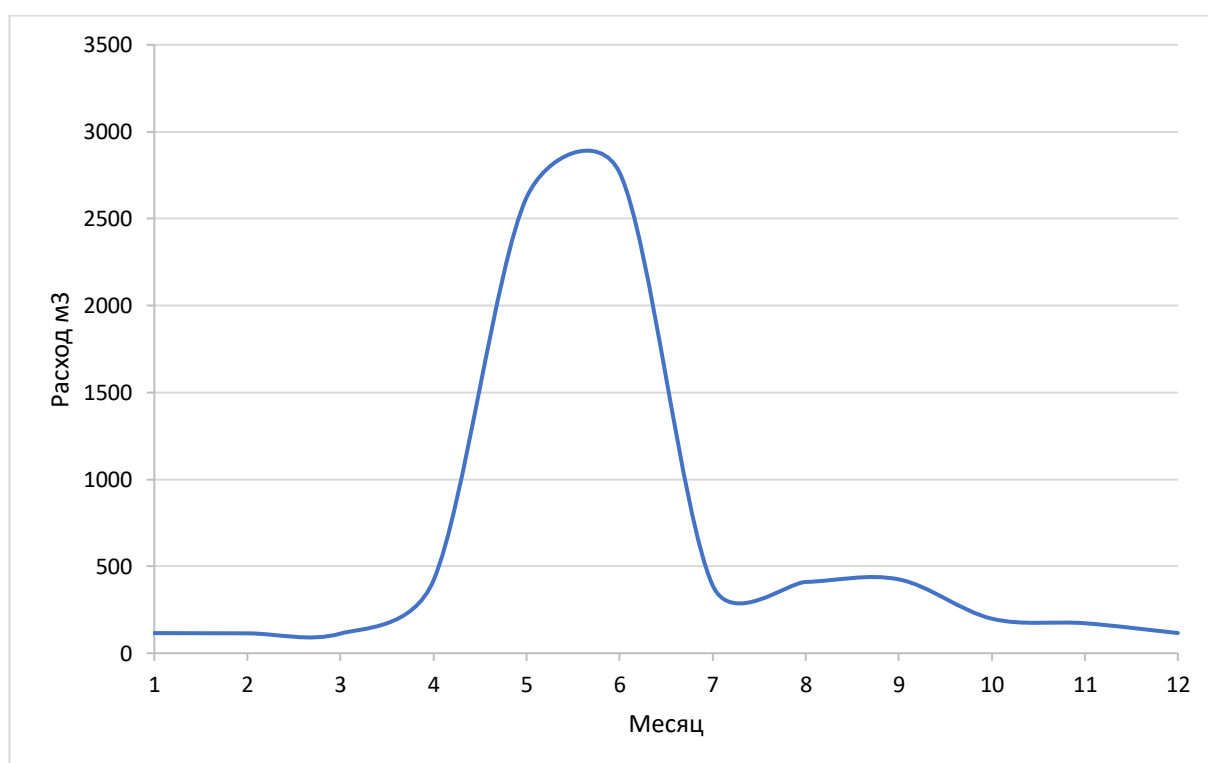


Рисунок 2.3 – Гидрограф среднемесячных расходов

2.2 Гидрологический расчёт

2.2.1 Выбор вида регулирования стока водохранилищем

Вид регулирования определяется отношением полезного объема водохранилища к объему среднемноголетнего стока реки, и характеризуется коэффициентом зарегулированности системы:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W_{\text{ср}}} \quad (2.1)$$

При $\beta > 0,1$ регулирование годовое. При $\beta < 0,1$ суточное.

Объем среднегогодового стока:

$$W_{\text{ср}} = Q_{\text{ср}} \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 10^{-9} \quad (2.2)$$

где $Q_{\text{ср}} = 655 \text{ м}^3/\text{с}$ из таблицы 2.4.

$$W_{\text{ср}} = 655 \cdot 3600 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 10^{-9} = 20,65 \text{ (км}^3\text{)}$$

На данном этапе полезный объем водохранилища неизвестен, так как неизвестна отметка УМО. Но можно определить её примерно по формуле:

$$\nabla_{\text{УМО}} = \nabla_{\text{НПУ}} - \frac{1}{3}H \quad (2.3)$$

где $H = 55 \text{ м}$.

$$\nabla_{\text{УМО}} = 367,00 - \frac{1}{3} \cdot 55 = 349,00 \text{ (м)}$$

Полезный объём при этом: $V_{\text{пол}} = 0,213 \text{ км}^3$. В данном случае предварительно определяем коэффициент зарегулированности:

$$\beta = \frac{0,213}{20,66} = 0,01$$

Таким образом приходим к выводу что регулирование имеет суточный характер.

2.2.2 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного года при заданной обеспеченности стока

За основу принимается гидрограф среднемесячных расходов (рис. 2.3). Определяется обеспеченность по среднегодовым расходам. Для этого ранжируем года в порядке убывания среднегодовых расходов.

$$P(m) = \frac{m}{n+1} \cdot 100\% \quad (2.4)$$

где m – порядковый номер члена ряда расходов;

n – общее число членов ряда

Полученные результаты сведём в таблицу 2.5

Таблица 2.5 – Обеспеченность по среднегодовым расходам

Годы	Q ср год	P
1981	995	2
1970	980	4
2008	932	6
1984	903	8
1996	875	10
1998	872	12
2004	871	14
1980	870	16
1976	866	18
2000	866	20
2002	845	22
1994	840	24
1982	800	27
1997	776	29
1979	761	31
1992	760	33
1977	743	35
1961	736	37
1972	732	39
1968	724	41
1975	702	43
1983	700	45
1963	699	47
1962	684	49
1999	677	51
1993	667	53
1991	664	55
1985	662	57
1986	644	59
1987	640	61
1995	614	63
1967	571	65
1971	555	67
1989	554	69
1964	533	71
1965	532	73
1978	517	76
1988	506	78
1974	498	80
1990	467	82
2010	464	84
1973	432	86
2003	418	88
2001	414	90

Продолжение таблицы 2.5

1966	398	92
2007	377	94
1969	370	96
2009	350	98
2006	348	100
2005	344	102

Базовый маловодный год ($P = 90\%$) обозначен голубым цветом, средневодный ($P = 51\%$) – оранжевым.

Год делится на 2 периода – половодье и межень, согласно гидрографу среднемесячных расходов (рис. 2.3). Половодным считается месяц, во время которого расход реки больше или равен среднегодовому расходу. В таблице 2.4 такой период обозначен желтым цветом. Остальной период – межень.

Далее необходимо сравнить выбранные года, с ранжированными годами и расходами в половодье и межени, обеспеченность должна совпадать, в противном случае необходима корректировка.

Коэффициенты приведения:

$$K_{90\%(\text{полов.})} = \frac{Q_{\text{ср.полов.1973г.(\text{текущий})}}}{Q_{\text{ср.полов.2001г.(\text{базовый})}}} = \frac{1733}{1893} = 0,915 \quad (2.5)$$

$$K_{51\%(\text{полов.})} = \frac{Q_{\text{ср.средневодн.1962г.(\text{текущий})}}}{Q_{\text{ср.средневодн.1999г.(\text{базовый})}}} = \frac{2845}{3071} = 0,926 \quad (2.6)$$

$$K_{90\%(\text{меж.})} = \frac{Q_{\text{ср.меж.2003г.(\text{текущий})}}}{Q_{\text{ср.меж.2001г.(\text{базовый})}}} = \frac{151}{198} = 0,763 \quad (2.7)$$

$$K_{51\%(\text{полов.})} = \frac{Q_{\text{ср.средневодн.1962г.(\text{текущий})}}}{Q_{\text{ср.средневодн.1999г.(\text{базовый})}}} = \frac{246}{198} = 1,242 \quad (2.8)$$

Данные представлены с сводной таблице 2.6

Таблица 2.6 – Данные для пересчёта коэффициентов половодья и межени

Годы	$Q_{\text{пол}}$	Годы	$Q_{\text{меж}}$	P
1981	4015	1970	435	2
2008	3920	1980	393	4
2002	3754	1981	391	6
1984	3738	1998	362	8
1970	3708	1976	344	10
1996	3646	2004	338	12
1982	3552	2000	337	14

Продолжение таблицы 2.6

2004	3537	1984	336	16
2000	3514	2008	334	18
1976	3473	1994	326	20
1998	3423	1996	321	22
1994	3412	1985	313	24
1992	3369	1961	313	27
1980	3255	1962	298	29
1997	3212	1968	291	31
1979	3165	1986	291	33
1977	3111	1997	289	35
1999	3071	1979	280	37
1983	3071	1987	279	39
1972	3059	1977	270	41
1975	3050	1991	267	43
1963	3001	1972	267	45
1968	2891	2002	263	47
1961	2854	1982	250	49
1993	2836	1967	242	51
1991	2652	1992	239	53
1962	2615	1963	238	55
1995	2556	1993	233	57
1987	2447	1975	232	59
1986	2411	1965	230	61
1985	2405	1983	226	63
1989	2383	1995	226	65
1971	2361	1988	199	67
1978	2323	1999	198	69
1964	2320	1971	194	71
1974	2299	2007	189	73
1967	2217	1989	188	76
1965	2043	1964	176	78
1988	2039	1990	176	80
2010	2010	1973	172	82
1990	1924	1978	156	84
2001	1893	2010	155	86
2003	1754	2009	152	88
1973	1733	2003	151	90
1966	1665	1966	145	92
1969	1493	1969	145	94
2005	1441	1974	138	96
2006	1401	2006	137	98
2009	1339	2005	125	100
2007	1314	2001	119	102

Таким образом после всех корректировок получаем следующие результаты представленные в таблицах 2.7, 2.8

Таблица 2.7 – Расходы в расчетном средневодном году 1999 ($P = 51\%$)

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q ср год
Q	153	100	166	414	2351	3791	216	274	274	148	129	107	677
$K_{50\% 1}$	1,24	1,24	1,24	1,24	0,93	0,93	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	1,24	
$Q_{50\%}$	190	124	206	513	2178	3512	268	340	340	183	160	133	679
$K_{50\% 2}$	1,22	1,22	1,22	1,22	0,93	0,93	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	
$Q_{50\%}$ кор	187	122	203	505	2186	3526	264	334	334	181	157	131	677

Таблица 2.8 – Расходы в расчетном маловодном году 2001 ($P = 90\%$)

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q ср год
Q	90	42	61	132	2027	1758	229	158	132	156	119	69	414
$K_{90\% 1}$	1,27	1,27	1,27	1,27	0,92	0,92	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	
$Q_{90\%}$	114	53	77	167	1856	1610	290	200	167	198	151	87	414
$Q_{50\%} - Q_{90\%}$	73	69	125	338	330	1916	-27	134	167	-17	7	43	
$\Delta Q_{90\%}$	0	0	0	0	0	0	-27	27	0	-17	17	0	0
$Q_{90\%}$ кор	114	53	77	167	1856	1610	263	227	167	181	168	87	414

По полученным данным строятся гидрографы для маловодного и средневодного года. (рис. 2.4)

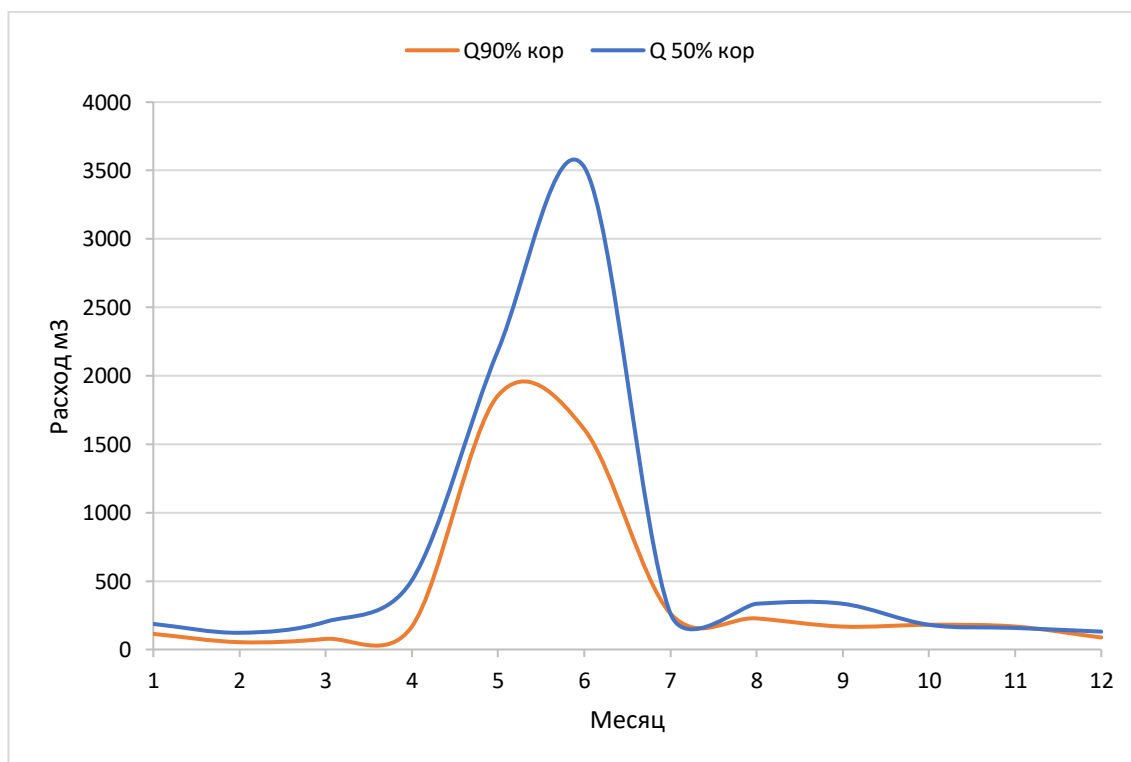


Рисунок 2.4 – Гидрографы для маловодного и средневодного года

Таким образом достигнуто соответствие обеспеченности 90% расходов меженных и половодных месяцев маловодного и его среднемесячного расхода, а так же соответствие обеспеченности 51% расходов меженных и половодных месяцев и его среднемесячного расхода.

2.3 Водно-энергетический расчеты режима работы ГЭС

2.3.1 Расчёт режима работы без учета регулирования с учетом требований водохозяйственного комплекса

Согласно методике [1] производим расчёт, необходимый для определения режима работы ГЭС и определения гарантируемой мощности по балансу энергии. Расчёт проводится для маловодного года. Результаты сведены в таблицу 2.9

Таблица 2.9 – Водно-энергетический расчёт без регулирования с учетом требований ВХК

Режим работы по водотоку												
Месяца	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_{90\%}$	114	53	77	167	1856	1610	263	227	167	181	168	87
Σh_Q	22	21	12	17	89	89	21	19	17	17	24	21
$Q_{\text{пол}}$	92	32	65	151	1767	1521	242	208	151	164	143	66
$Z_{\text{ВБ}}$	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367
$Z_{\text{НБ}}$	313	312	312	313	315	315	313	313	313	313	313	312
H	54	55	48	54	52	52	54	54	54	54	54	55
$P_{\text{Гар}}$	44	16	27	72	805	696	115	99	72	78	68	32
Режим работы по ВХК												
$Q_{\text{ВХК}}$	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276
$Z_{\text{ВБ}}$	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367
$Z_{\text{НБ}}$	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313	313
H	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54
$P_{\text{ВХК}}$	130	130	131	131	131	131	131	131	131	131	130	130
Сравнение режимов работы												
$P_{\text{Гар}}$	44	16	27	72	805	696	115	99	72	78	68	32
$P_{\text{ВХК}}$	130	130	131	131	131	131	131	131	131	131	130	130
ΔP	-87	-115	-104	-59	673	565	-16	-32	-59	-53	-62	-98

2.3.2 Выбор рабочих мощностей

Выбор рабочих мощностей является отправной точкой, для определения установленной мощности на проектируемой станции. Проведём предварительный выбор по декабрю, так как это месяц со средним расходом в период межени, и мощность, выдаваемая в этот период, будет с большой вероятностью выдана в другие месяца. Так как в данном случае баланс энергии не очень важен, построение данного условно можем пропустить. И перейти непосредственно к сработкам по каждому месяцу отдельно.

Производим сработку вписывая треугольники проектируемой ГЭС на интегральные кривые нагрузки, распределяя часть мощности в пиковую и базовую части. Подробный процесс изложен в методике [1], развернутые результаты представлены в Приложении А. Результатом сработки является таблица с реальными значениями мощности и выработки в пике и базе. Результаты сработок представлены в таблице 2.10

Таблица 2.10 – Результаты сработок

Месяц	$Q_{пол}$	k_N	Δh	$Z_{вб}$	$Z_{нб}$	H	$N_{ГАР}$	$\mathcal{E}_{ГАР}$	$Q_{СП}$	$N_{Баз}$	$\mathcal{E}_{Баз}$	$N_{Пик}$	$\mathcal{E}_{Пик}$	$N_{Раб}$
I	114	8,8	0,55	367	312,65	54,35	55	1,3	60	29	0,7	132	0,4	161
II	87				312,51	54,49	42	1,0	60	29	0,7	132	0,2	161
III	77				312,46	54,54	37	0,9	60	29	0,7	63	0,2	92
IV	167				312,66	54,34	80	1,9	60	29	0,7	132	1,2	161
V	1856				315,38	51,62	843	20,2	60	27	0,7	134	2,5	161
VI	1610				315,10	51,90	735	17,7	60	27	0,7	134	3,2	161
VII	259				312,95	54,05	123	3,0	60	29	0,7	132	2,2	161
VIII	217				312,82	54,18	104	2,5	60	29	0,7	132	1,7	161
IX	167				312,66	54,34	80	1,9	60	29	0,7	132	1,2	161
X	171				312,67	54,33	82	2,0	60	29	0,7	132	1,2	161
XI	158				312,85	54,15	75	1,8	60	29	0,7	132	1,1	161
XII	87				312,51	54,49	42	1,0	60	29	0,7	132	0,3	161

Смотря на результаты сработки можно сказать, что рабочая мощность выдается стабильно в течении всего года, за исключением одного месяца. Это говорит о сбалансированной работе гидроузла. Исключается высокое число простоя оборудования, что положительно влияет на экономическую целесообразность.

График сработки по рабочим мощностям, показывает небольшое колебание водохранилища, порядка 2,48 м (рис. 2.5).

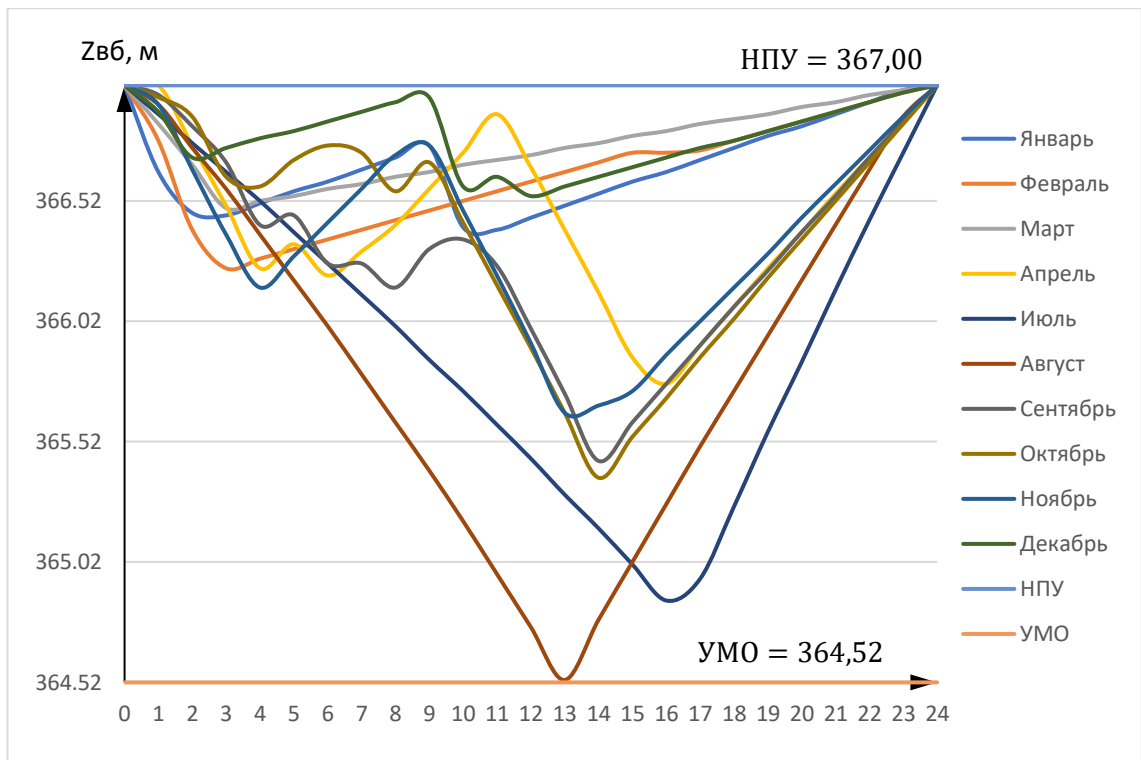


Рисунок 2.5 – График сработки по рабочим мощностям

2.4 Баланс мощности энергосистемы

Для построения баланса мощности необходимо знать рабочие мощности существующих ГЭС в энергосистеме за каждый месяц. Для этого строятся интегральные кривые нагрузки (ИКН) – зависимости приращения мощности от приращения энергии. Определяются координаты кЭ и кР (таблица 2.11). На ИКН по горизонтали откладываются среднесуточные выработки существующих ГЭС, взятые с сайта [2].

Проецируя по вертикали до пересечения с ИКН, находится рабочая мощность (рис. 2.8).

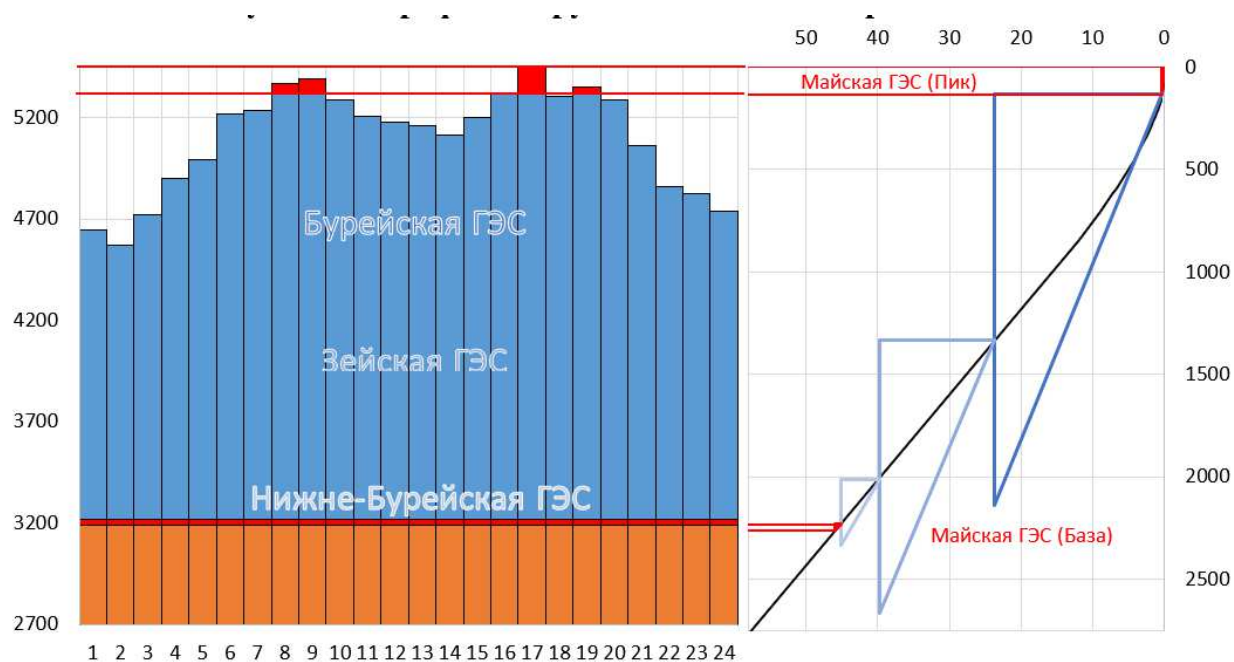


Рисунок 2.8 – ИКН января

Таблица 2.11 – Построение ИКН для января

Часы	P, МВт	dP, МВт	dЭ, МВт · ч	кЭ, МВт · ч	кP, МВт
1	5251	9	9	9	9
2	5242	53	106	115	62
3	5189	52	156	271	114
4	5137	1	4	275	115
5	5136	8	40	315	123
6	5128	66	396	711	189
7	5062	10	70	781	199
8	5052	4	32	813	203
9	5048	56	504	1317	259
10	4992	25	250	1567	284
11	4967	23	253	1820	307
12	4944	7	84	1904	314
13	4937	35	455	2359	349
14	4902	60	840	3199	409
15	4842	30	450	3649	439
16	4812	73	1168	4817	512
17	4739	10	170	4987	522
18	4729	105	1890	6877	627
19	4624	57	1083	7960	684
20	4567	61	1220	9180	745
21	4506	2	42	9222	747
22	4504	33	726	9948	780
23	4471	49	1127	11075	829
24	4422	4422	106128	117203	5251

Суммарная мощность существующих ГЭС в январе равна 3660 МВт. Аналогичные расчеты производятся для остальных месяцев (см. приложение А).

2.5 Резервы мощности энергосистемы. Определение итоговой установленной мощности проектируемой ГЭС.

Нагрузочный резерв составляет 3% от максимума мощности системы и равен 168 МВт. Установленная мощность проектируемой ГЭС должна содержать пропорциональную часть этого резерва – 7 МВт.

Аварийный резерв составляет 10% от максимума мощности системы и равен 544 МВт. Принимается, что аварийный резерв несут на себе ТЭС, АЭС и мощные ГЭС. На проектируемой ГЭС не устанавливается.

Итоговая установленная мощность проектируемой ГЭС равна 168 МВт. Более наглядная картина представлена на балансе мощности (рис. 2.9)

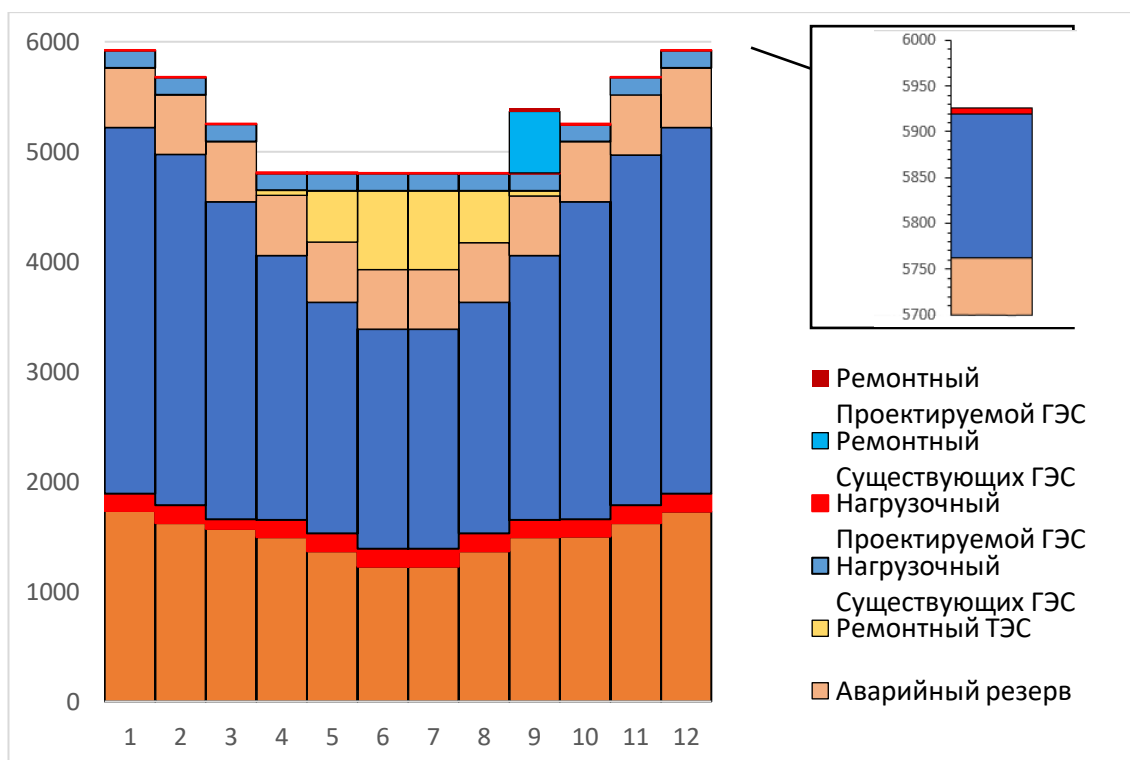


Рисунок 2.9 – Баланс мощности

2.6 Построение режимного поля

В данном случае необходимо определить область работы проектируемой ГЭС, для этого нужно построить режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

Построение данных характеристик соответствует решению следующего уравнения:

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = Z_{вб}(V_{вдхр}) - Z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h \quad (2.9)$$

Где $Z_{вб}(V_{вдхр})$ – 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;

Δh - потери напора в водоподводящих сооружениях.

Определяем положение ограничения зоны работы по турбине:

- 1) Ограничение по расчетной установленной мощности
- 2) Ограничение по пропускной способности ГЭС (ниже точки расчётного напора), которую строим согласно следующей формуле:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС \max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_p}} \quad (2.10)$$

Где $Q_{ГЭС \max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидроэлектростанции при расчетном по мощности напоре;

- 3) Ограничением слева на режимном поле по минимальному расходу, определяемый санитарным попуском.

4) По полученным данным строиться режимное поле с учетом ограничений по минимальному расходу, мощности и пропускной способности гидротурбины, определяется диапазон изменения напоров и расходов (рис 2.10)

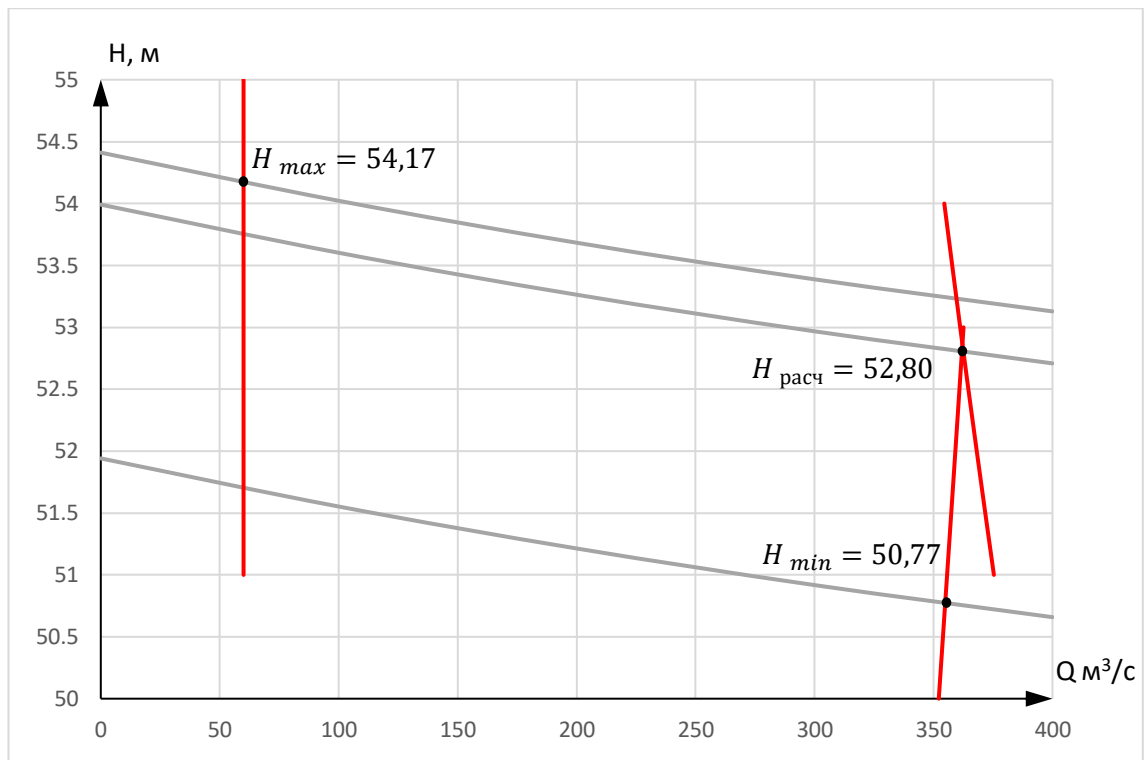


Рисунок 2.10 – Режимное поле

Таким образом по итогам расчётов установленная мощность станции составляет 168 МВт, среднегодовая выработка 708,46 млн.кВт·ч, максимальный напор 54,17 м, расчетный 52,80 м, минимальный 50,77 м.

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Выбор гидротурбины по главным универсальным характеристикам

3.1.1 Выбор системы и типа турбины

Выбор оборудования с использованием главных универсальных характеристик (далее ГУХ) состоит в том, чтобы для каждого рассматриваемого типа турбин, подобрать такие варианты диаметра рабочего колеса (D_1) и синхронной частоты вращения ($n_{\text{синх}}$), при которых в области допустимых режимов по напору и расходу воды проектируемая ГЭС работала бы с наибольшим КПД при минимальном заглублении и количестве установленных агрегатов.

Таким образом был осуществлен подбор вариантов турбин основываясь на полученном из режимного поля (рис. 2.10) диапазоне напоров. Модельные параметры подходящих гидротурбин представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Характеристики модельных гидротурбин

Параметры	ПЛ60-В	ПЛД60-В	ПЛ70-В	ПЛД70-В	РО75-В
$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	60	60	70	70	75
$H_{\text{min}}/H_{\text{max}}$	0,50	0,50	0,50	0,50	0,60
$n'_{\text{I опт}}, \text{ об/м}$	116	111	106	107	83
$Q_{\text{I опт}}, \text{ л/с}$	1080	1130	860	1020	1020
$\eta_{\text{м опт}}$	0,913	0,906	0,902	0,907	0,920
$Q'_{\text{I max}}, \text{ л/с}$	1500	1600	1400	1600	1200
$\sigma(Q'_{\text{I max}})$	0,55	0,65	0,55	0,60	0,13
$D_{\text{I м}}, \text{ м}$	0,460	0,460	0,460	0,345	0,460
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	12	12	4	6	4
$t_{\text{мод}}, \text{ }^\circ\text{C}$	20	20	4	7	20

3.2 Выбор номинального диаметра рабочего колеса

Задаваясь рядом стандартных значений диаметров D_1 . Произвели расчёты следующих параметров:

- КПД натурной турбины

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta_M) \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{мод}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{мод}}}{H_p}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\nu_H}{\nu_{\text{мод}}}} \right) \quad (3.1)$$

Где: η_M – КПД модельной турбины;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям. Принимается для ПЛ и ПЛД: $\varepsilon = 0,75$; для РО:

$$\varepsilon = \begin{cases} 0,25 + 0,5 \cdot \frac{Q'_{\text{р.т.}}}{Q'_{\text{опт}}} & \text{при } Q'_{\text{р.т.}} < Q'_{\text{опт}} \\ 0,75 & \text{при } Q'_{\text{р.т.}} > Q'_{\text{опт}} \end{cases}$$

$Q'_{\text{р.т.}}$ – приведенный расход в расчётной точке

$Q'_{\text{опт}}$ – приведенный расход в точке оптимума)

$D_{1\text{мод}}$ – диаметр модельной турбины;

$H_{\text{мод}}$ – напор модельной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчётный напор натурной турбины;

ν_H – коэффициент кинематической вязкости воды натурной турбины.

Принимается в нашем случае (10°C) $\nu_H = 1,3 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$;

$\nu_{\text{мод}}$ – коэффициент кинематической вязкости воды модельной турбины.

Выбирается по таблице 2, с учетом температуры для модели

- Мощность агрегата в расчётной точке

$$N_{\text{агр}} = 9,81 \cdot Q'_{\text{Ip}} \cdot D_1^2 \cdot H_p \cdot \sqrt{H_p} \cdot \eta_T \cdot \eta_G \quad (3.2)$$

Где: Q'_{Ip} – приведенный расход в расчётной точке;

η_T – КПД натурной турбины;

η_G – КПД генератора. Принимается в нашем случае $\eta_G = 0,97$;

- Количество агрегатов

$$Z_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}} \quad (3.3)$$

Где: $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность гидроузла в кВт;

$N_{\text{агр}}$ – мощность гидроагрегата в расчётной точке;

Потребуется округление числа агрегатов в большую сторону до целого числа ($Z'_{\text{агр}}$), а также уточнение мощности гидроагрегата в расчётной точке ($N'_{\text{агр}}$). С помощью формулы 3.3.1:

$$N'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{Z'_{\text{агр}}} \quad (3.3.1)$$

- Поправка КПД

$$\delta = \frac{\eta_{\text{т}}}{\eta_{\text{м}}} \quad (3.4)$$

$\eta_{\text{т}}$ – КПД натурной турбины;

$\eta_{\text{м}}$ – КПД модельной турбины;

- Частота вращения турбины

$$n' = \frac{n'_{\text{т}} \sqrt{\delta \cdot H_{\text{р}}}}{D_1} \quad (3.5)$$

Где: $n'_{\text{т}}$ – приведенная частота вращения модельной гидротурбины расчётной точке;

δ – поправка на КПД;

$H_{\text{р}}$ – расчётный напор натурной турбины;

D_1 – диаметр натурной турбины;

Частота вращения турбины округляется до стандартного ряда.

- Приведенные частоты вращения

$$n'_{\text{т max}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\delta \cdot H_{\text{min}}}} \quad (3.6)$$

$$n'_{\text{т расч}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\delta \cdot H_{\text{расч}}}} \quad (3.7)$$

$$n'_{\text{т min}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{\delta \cdot H_{\text{max}}}} \quad (3.8)$$

- Произведения приведённого расхода в расчётной точке на КПД

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N'_{agr}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_r} \quad (3.9)$$

Где: N'_{agr} – уточненная мощность гидроагрегата;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчётный напор натурной турбины;

η_r – КПД генератора;

- Произведение для ограничения по генератору

$$Q'_{max} \cdot \eta_T = \frac{N'_{agr}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{max}^{1,5} \cdot \eta_r} \quad (3.10)$$

Где: N'_{agr} – уточненная мощность гидроагрегата;

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_{max} – максимальный напор натурной турбины;

η_r – КПД генератора;

Левая часть уравнений 3.9 и 3.10, определена подбором такого положения точек на линиях $n'_{расч}$ и n'_{max} соответственно. Положение точек подобрано таким образом, чтобы произведение $Q'_p \cdot \eta_T$ обеспечивало выполнение указанного равенства. Данные, просчитанные, для различных гидротурбин, представлены в таблице 3.2

Таблица 3.2 – Сводная таблица рассчитанных параметров гидротурбины

	ПЛД60-В			РО75-В		ПЛ70-В		ПЛД70-В
D_1	2,80	3,35	5,00	3,35	3,75	3,75	4,00	3,75
η_T	0,93	0,93	0,93	0,95	0,95	0,94	0,94	0,94
N_{agr}	41882	60057	134283	45385	56913	64859	73832	76569
Z'_{agr}	3,84	2,68	1,20	3,55	2,83	2,48	2,18	2,10
Z_{agr}	4,00	3,00	2,00	4,00	3,00	3,00	3,00	3,00
N'_{agr}	40250	53667	80500	40250	53667	53667	53667	53667
δ	1,040	1,042	1,046	1,060	1,061	1,076	1,077	1,067
n'	296,46	248,01	166,47	185,37	166,70	213,05	199,78	214,15
$n'_{синх}$	300,00	250,00	166,70	187,50	166,70	214,30	200,00	214,30
n'_{max}	111,89	111,46	110,73	82,88	82,46	105,26	104,76	105,71
$n'_{расч}$	113,34	112,90	112,15	83,95	83,52	106,62	106,11	107,07
n'_{mix}	115,58	115,13	114,37	85,61	85,17	108,73	108,22	109,19
$Q'_p \cdot \eta_T$	1,406	1,310	0,882	0,982	1,045	1,045	0,919	1,045
$Q'_{max} \cdot \eta_T$	1,353	1,260	0,849	0,945	1,006	1,006	0,884	1,006

Данные турбины были сопоставлены по следующим критериям:

- Максимальный КПД;
- Оптимальная рабочая зона турбины;
- Приемлемое число гидроагрегатов;

Проанализировав вышеперечисленные параметры представленных турбин, для дальнейшего расчёта были выбраны все варианты кроме ПЛД60-В-500, ввиду отсутствия точки оптимума в пределах рабочей зоны (Приложения Б).

3.3 Определение заглубления рабочего колеса гидротурбины

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_S \quad (3.11)$$

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

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

- для максимального напора H_{max} и номинальной мощности;
- для расчетного напора $H_{расч}$ и номинальной мощности;
- для минимального напора H_{min} и соответствующей ему мощности ограничения.

Высота отсасывания:

$$H_S = 10,33 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma H - \Delta H_S + \Delta Z_{x.пл} \quad (3.12)$$

ΔH_S – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее

неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

σ – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчётных точек;

H – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{нб}(Q_{нб})$;

$\Delta Z_{хпл}$ – разность высот отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин. Для ПЛ турбин $\Delta Z_{хпл} = 0$, для РО и ПЛД турбин $\Delta Z_{хпл} = B_0/2$. Здесь B_0 – высота направляющего аппарата натурной турбины, которая пересчитана с модели по формуле:

$$B_0 = B_{0\text{мод}} \cdot \frac{D_1}{D_{1\text{мод}}} \quad (3.13)$$

Все рассчитанные параметры приведены в таблице 3.3

Таблица 3.3 – Сводная таблица расчёта заглубления рабочего колеса

	ПЛД60-В		РО75-В		ПЛ70-В		ПЛД70-В
D_1	2,8	3,35	3,35	3,75	3,75	4,00	3,75
$Q'_{max} \cdot \eta_T$	1,353	1,260	0,945	1,006	1,006	0,884	1,006
$Q'_p \cdot \eta_T$	1,406	1,310	0,982	1,045	1,045	0,919	1,045
Q'_{max}	1,51	1,40	1,03	1,10	1,12	0,98	1,16
η_{max}	0,894	0,900	0,919	0,915	0,896	0,901	0,904
σ_{max}	0,60	0,51	0,14	0,16	0,33	0,25	0,28
$Q'_{расч}$	1,58	1,48	1,08	1,17	1,17	1,02	1,12
$\eta_{расч}$	0,891	0,897	0,914	0,893	0,893	0,901	0,905
$\sigma_{расч}$	0,65	0,57	0,15	0,18	0,36	0,26	0,30
Q'_{min}	1,56	1,46	1,08	1,17	1,16	1,02	1,15
η_{min}	0,893	0,898	0,915	0,894	0,894	0,901	0,904
σ_{min}	0,63	0,55	0,16	0,18	0,35	0,26	0,29
Q_{max}	84,4	111,9	82,4	110,2	112,2	111,7	116,2
$Q_{расч}$	90,0	120,7	88,1	119,7	119,6	118,6	113,9
Q_{min}	90,0	120,6	89,2	121,3	120,1	119,5	118,5
Z_{max}	312,37	312,47	312,36	312,47	312,47	312,47	312,49
$Z_{расч}$	312,39	312,50	312,38	312,50	312,50	312,49	312,48
Z_{min}	312,39	312,50	312,39	312,50	312,50	312,50	312,49
$H_{s max}$	-23,53	-23,43	1,44	0,26	-9,20	-5,17	-6,55
$H_{s расч}$	-25,13	-21,06	0,99	-0,90	-10,37	-5,47	-7,30
$H_{s min}$	-22,96	-18,85	1,15	-0,68	-9,29	-4,62	-6,25

Таким образом, после проведённого анализа всех возможных диаметров рабочих колёс, а также опираясь на характеристики грунта (рис. 3.1) в створе гидроузла. Наиболее оптимальный вариант – турбина PO75-B-375.

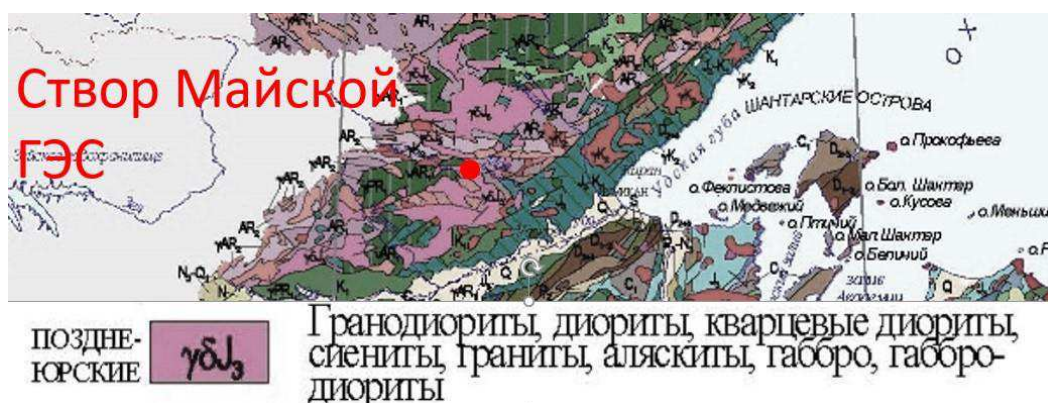


Рисунок 3.1 – Выдержка из геологической карты

3.4 Расчёт и построение плана металлической спиральной камеры с круглым сечением и полным углом охвата.

Металлические спиральные камеры ($\varphi = 345 \div 360^\circ$) имеют круглые поперечные сечения с переходом на эллиптические в районе зуба, они служат для подвода воды к турбине и формирования потока на входе в направляющий аппарат. При средних и высоких напорах применяются металлические камеры с круглыми сечениями.

Поток проходящий через спиральную камеру задан тремя главными условиями:

1. Обеспечение равномерного распределения расхода по окружности направляющего аппарата.
2. Обеспечение одинаковой загрузки потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом.
3. Размеры радиальных сечений спиральной камеры должны быть подобраны так, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений.

По чертежу проточной части (Приложение 7) модельной гидротурбины были определены основные геометрические размеры гидротурбины:

Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 3,75 = 1,313 \text{ м} \quad (3.14)$$

Угол охвата:

$$\varphi_0 = 345^\circ$$

Высота статора:

$$b_1 = b_0 + 0,02 = 1,313 + 0,02 = 1,333 \text{ м} \quad (3.15)$$

Основные размеры статора для $D_1 = 3,75$ м:

$D_a = 5,78$ м; $D_b = 5,00$ м; $D_4 = 6,13$ м; $R_4 = 3,063$ м; $R = 0,35$ м; $h_1 = 0,35$ м определены с помощью интерполяции.

После определения основных размеров рассчитана спиральная камера.

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h = 1,33 + 2 \cdot 0,35 = 2,03 \text{ м} \quad (3.16)$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры принимается по графику $v_{\text{вх}} = f(H_p)$ (рис. 3.2), откуда $v_{\text{вх}} = 6,72$ м/с.

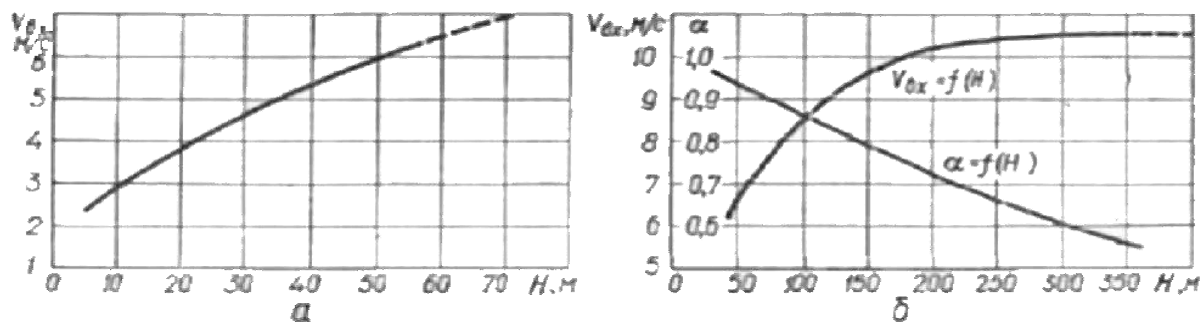


Рисунок 3.2 – Рекомендуемые значения скорости и скоростного коэффициента во входном сечении спиральной камеры:

а – осевые турбины; б – радиально-осевые турбины.

Расчётный расход:

$$Q_p = \frac{N_{\text{уст}}}{9,81 \cdot \eta_r \cdot H_{\text{расч}}} = \frac{161000}{9,81 \cdot 0,947 \cdot 52,80} = 328,23 \quad (3.17)$$

Расход через входное сечение:

$$Q_{\text{вх}} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = 328,23 \cdot \frac{345^\circ}{360^\circ} = 314,55 \quad (3.18)$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{ср}}} = \frac{314,55}{6,72} = 46,81 \text{ м}^2 \quad (3.19)$$

Радиус входного сечения:

$$p_{\text{вх}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вх}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{46,81}{3,14}} = 3,86 \text{ м} \quad (3.20)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = R_4 + \sqrt{p_{\text{вх}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 3,063 + \sqrt{3,86^2 - \left(\frac{2,03}{2}\right)^2} = 6,79 \text{ м} \quad (3.21)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = a_{\text{вх}} + p_{\text{вх}} = 6,79 + 3,86 = 10,65 \text{ м} \quad (3.22)$$

Значение $\frac{\varphi}{c}$ входного сечения:

$$\frac{1}{c} \cdot \varphi = a - \sqrt{a^2 - p^2} = 6,79 - \sqrt{6,79^2 - 3,86^2} = 1,204 \quad (3.23)$$

При принятом значении:

$$\frac{1}{c} = 1,257$$

$$\varphi = \frac{\varphi_{\text{вх}}}{360} = 0,958 \quad (3.24)$$

Последовательно задаваясь рядом значений углов φ_i через $\Delta\varphi = 15^\circ$, рассчитаны все сечения спиральной камеры. Данные занесены в таблицу 3.4

Таблица 3.4 – Данные для построения металлической спиральной камеры

φ	-	-	-	-	-	x	x^2	p^2	p	a	R
-	$\frac{\varphi}{360^\circ}$	$\frac{\varphi}{c}$	$2 \cdot R_4 \cdot [3]$	$\left(\frac{H_1}{2}\right)^2$ [4] -	$\sqrt{[5]}$	[6] + [3]	[7] ²	$\left(\frac{H_1}{2}\right)^2$ [8] +	$\sqrt{[9]}$	R_4 + [7]	[10] + [11]
°	°	-	м	м	м ⁻²	м	м ²	м ²	м	м	м
345	0,958	1,205	7,380	6,349	2,520	3,724	13,871	14,901	3,860	6,787	10,648
330	0,917	1,152	7,059	6,028	2,455	3,608	13,014	14,045	3,748	6,671	10,418
315	0,875	1,100	6,738	5,708	2,389	3,489	12,173	13,203	3,634	6,552	10,186
300	0,833	1,048	6,417	5,387	2,321	3,368	11,346	12,377	3,518	6,431	9,949
285	0,792	0,995	6,096	5,066	2,251	3,246	10,536	11,566	3,401	6,309	9,710

Продолжение таблицы 3.4

270	0,750	0,943	5,775	4,745	2,178	3,121	9,741	10,771	3,282	6,184	9,466
255	0,708	0,890	5,454	4,424	2,103	2,994	8,963	9,993	3,161	6,057	9,218
240	0,667	0,838	5,134	4,103	2,026	2,864	8,201	9,231	3,038	5,927	8,965
225	0,625	0,786	4,813	3,783	1,945	2,730	7,456	8,486	2,913	5,793	8,707
210	0,583	0,733	4,492	3,462	1,861	2,594	6,728	7,758	2,785	5,657	8,442
195	0,542	0,681	4,171	3,141	1,772	2,453	6,018	7,048	2,655	5,516	8,171
180	0,500	0,629	3,850	2,820	1,679	2,308	5,326	6,356	2,521	5,371	7,892
165	0,458	0,576	3,529	2,499	1,581	2,157	4,653	5,683	2,384	5,220	7,604

Так как спиральная камера, для дальнейших углов φ принимает форму эллипса, то методика, указанная выше, не подходит. Поэтому построена плавная зависимость по уже имеющимся координатам R и φ до координаты ($\varphi = 0; R = \frac{D_b}{2} = \frac{5.0}{2} = 2,5$). Недостающий участок построен методом прогнозирования, с помощью линии тренда, в программной среде Microsoft Excel (рис 3.3).

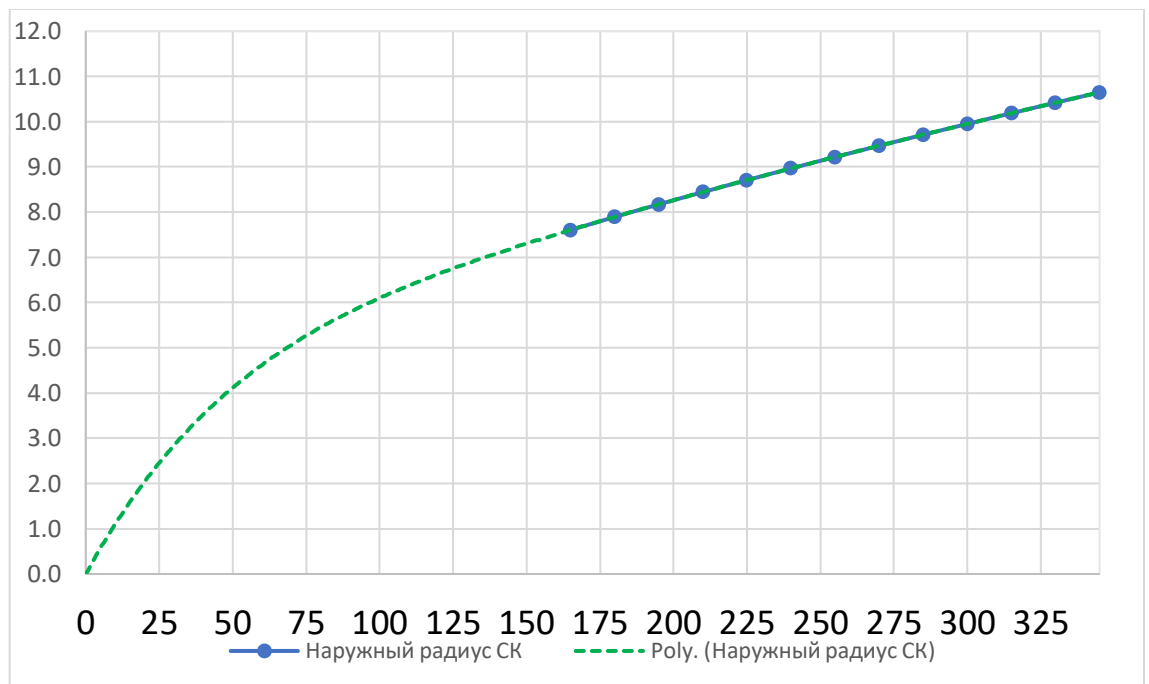


Рисунок 3.3 – Измерение наружного радиуса спиральной камеры

$$R = f(\varphi)$$

С шагом в 15° сняты значения R_b в зависимости от угла φ

Размеры эллиптические сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_k} \tag{3.25}$$

Где: $a_k = 35^\circ$

Радиусы эллиптических сечений

$$p_2 = \frac{R - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos a_k} \quad (3.26)$$

Данные расчётов эллиптических сечений представлены в таблице 3.5

Таблица 3.5 – Данные эллиптических сечений

φ°	$p_1, \text{ м}$	$p_2, \text{ м}$	$R, \text{ м}$
150	1,772	2,391	7,300
135		2,195	6,979
120		1,982	6,630
105		1,744	6,240
90		1,471	5,793
75		1,148	5,264
60		0,757	4,623
45		0,273	3,831

Постоянная спиральной камеры:

$$k = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot \frac{1}{c}} = \frac{328,23}{2 \cdot 3,14 \cdot 1,26} = 41,58 \quad (3.27)$$

Угол потока в спиральной камере (на входе в колонны статора):

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{k} = \frac{328,23 / (2 \cdot 3,14 \cdot 1,333)}{41,58} = 0,943 \quad (3.28)$$

$$\delta = \operatorname{arctg} \left(\frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{k} \right) = \operatorname{arctg}(0,943) = 43,32^\circ \quad (3.29)$$

После данного расчёта построен теоретический чертёж спиральной камеры круглого сечения. При построении были использованы данные таблиц 3.4 и 3.5.

3.5 Выбор типа серийного генератора

Подбор генератора осуществляется с помощью справочных данных [8] серийных типов по значению его номинальной мощности и синхронной частоты вращения.

Требуемая номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{тр. ном}} = \frac{N'_{\text{арг}}}{\cos \varphi} \quad (3.30)$$

Где: $N'_{\text{арг}}$ – уточненная мощность гидроагрегата;

$\cos \varphi = 0,8 \div 0,9$ в нашем случае назначаем $\cos \varphi = 0,9$. Таким образом:

$$S_{\text{тр. ном}} = \frac{N'_{\text{арг}}}{\cos \varphi} = \frac{53,7}{0,9} = 59,7 \text{ МВА}$$

Требуемая синхронная частота вращения:

$$n_c = 166,7 \text{ об/мин}$$

Из справочных данных [8] выбран гидрогенератор СВ-733/130-36.

Паспортные данные гидрогенератора представлены в таблице 3.6

Таблица 3.6 – Данные гидрогенератора

Тип	СВ-733/130-36
$S_{\text{НОМ}}$, МВА	45,6 (55,6)
$P_{\text{НОМ}}$, МВт	40 (50)
$\cos \varphi$	0,9
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	10
$n_{\text{НОМ}}$, об/мин	166,7
$n_{\text{УГ}}/n_{\text{НОМ}}$	1,9
ОКЗ	1,14
x_d''	0,33
x_d'	0,37
x_d	1,15
КПД, %	97,4

3.6 Расчёт деталей и узлов гидротурбины

3.6.1 Расчёт вала на прочность

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

Предварительный наружный диаметр вала:

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{\text{кр}}}{[\tau_{\text{доп}}]} \right)^{0,33} \quad (3.31)$$

где: $[\tau_{\text{доп}}] = 30 \div 35 \text{ МПа (33 МПа)}$;

$M_{\text{кр}}$ – крутящий момент:

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot N'_{\text{агр}}}{n_c} = \frac{0,00974 \cdot 53700}{166,7} = 3,138 \text{ МПа} \quad (3.32)$$

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{\text{кр}}}{[\tau_{\text{доп}}]} \right)^{0,33} = D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{3,138}{33} \right)^{0,33} = 0,788 \text{ мм}$$

Полученное значение диаметра округлено до стандартного (кратное 50 мм при D_B менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D \geq 1000$ мм), $D_B = 800$ мм.

3.6.2 Расчёт подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \left(\frac{N'_{\text{арп}}}{n_c \cdot D_1} \right) = 0,8 \cdot \frac{53700}{166,7 \cdot 3,75} = 68,72 \text{ кН} \quad (3.33)$$

Диаметр вала под подшипником с учетом облицовки d_n принят 0,818 мм.

Удельное давление для кольцевого подшипника:

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{d_n \cdot h_n} \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа} \quad (3.34)$$

где: h_n принято 300 мм, при $D_B = 500 \div 800$ мм.

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot U, \text{ кПа} \quad (3.35)$$

$$U = \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot \frac{d_n}{30}, \text{ м/сек} \quad (3.36)$$

Расчёты:

$$p_{\text{уд}} = \frac{68,72}{0,818 \cdot 0,3} = 280,03 \text{ кПа}$$

$$U = 3,14 \cdot 166,7 \cdot \frac{0,818}{30} = 14,28 \text{ м/сек}$$

$$[p_{\text{уд}}] = 29 \cdot 14,28 = 414,12 \text{ кПа}$$

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

Расчёт сегментного подшипника:

$$h_n = 300 \text{ мм}; Z_{\text{сегм}} = 8$$

Усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cdot \cos \alpha + 2 \cdot \cos(2\alpha)}, \text{ кН} \quad (3.37)$$

Где:

$$\alpha = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}} \quad (3.38)$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{l_{сегм} \cdot h_n} \leq [p_{уд}], \text{ кПа} \quad (3.39)$$

$$l_{сегм} = (0,85 - 0,90)\pi \cdot \frac{d_{п}}{z_{сегм}}, \text{ м} \quad (3.40)$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot U, \text{ кПа} \quad (3.41)$$

Расчёт:

$$R_1 = \frac{68,72}{1+2 \cdot \cos 45^\circ + 2 \cdot \cos 90^\circ} = 28,46 \text{ кН}$$

$$l_{сегм} = 0,88 \cdot 3,14 \cdot \frac{0,818}{8} = 0,283 \text{ м}$$

$$p_{уд} = \frac{68,72}{0,283 \cdot 0,3} = 809,42 \text{ кПа}$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot 14,28 = 714,00 \text{ кПа}$$

Условие $p_{уд} \leq [p_{уд}]$ не соблюдено.

Исходя из условий допустимости, сегментный подшипник не применим в данном случае. Принимаем к установке кольцевой подшипник.

3.6.3 Выбор типа маслонапорной установки

Габаритные размеры маслонапорной установки определены объёмом масловоздушного котла, зависящий от суммарного числа сервомоторов.

Подобран следующий тип маслонапорной установки для $H_{max} = 54,17$ и $D_1 = 3,75$: МНУ 1,6/1-40-2,5-2

где: 1,6 – объём гидроаккумулятора;

1 – количество сосудов;

40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см²;

2,5 – вместительность сливного бака в м³;

3.6.4 Выбор электрогидравлического регулятора

Для радиально осевой турбины выбирается электрогидравлический регулятор с одним регулирующим органом: ЭГР-2И1-100-11 (1985г.):

ЭГР – электрогидравлический регулятор

2И1 – на интегральных микросхемах

100 – диаметр главного золотника

11 – гидромеханическая колонка 11-го исполнения

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Выбор главной схемы электрических соединений является важнейшим этапом проектирования энергетического предприятия. От схемы зависит надёжность работы электроустановок, экономичность, гибкость оперативных переключений, удобство эксплуатации, безопасность обслуживания и возможность расширения в дальнейшем.

Так как Дальний Восток является территорией слабо заселённой. Возникла проблема с наличием подстанции. Наиболее близко расположенной подстанцией является ПС «Эльгауголь» 220 кВ с расстоянием 225 км до створа.

На этапе проектирования рассматриваются две наиболее распространённые схемы: одиночный блок и укрупненный блок (рис. 4.1).

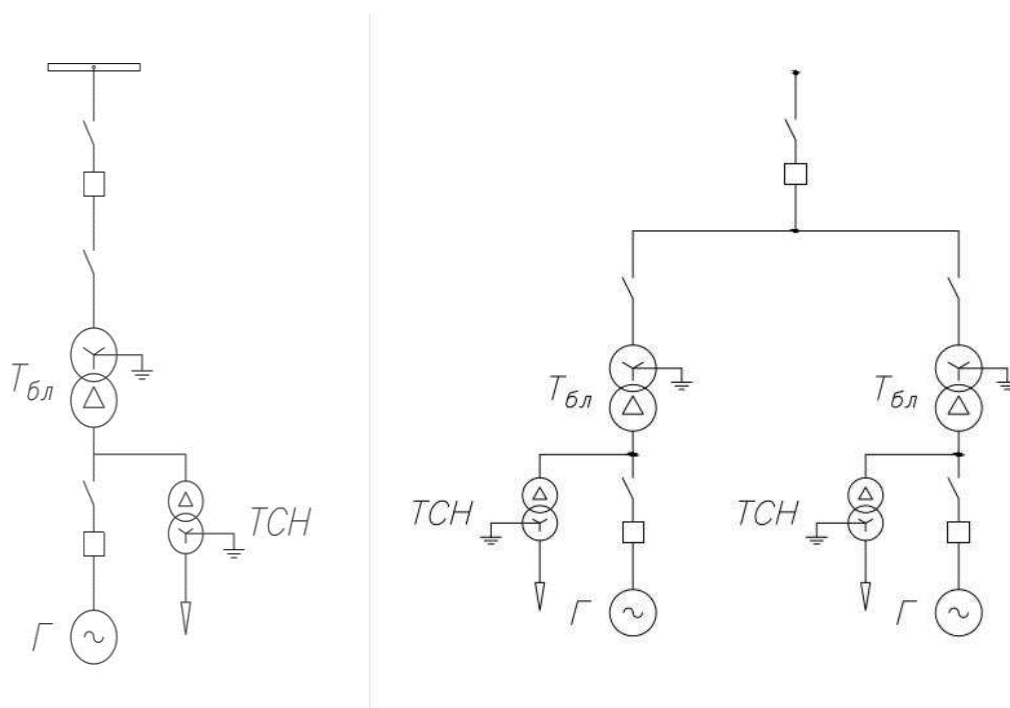


Рисунок 4.1 – Схема с одиночными и укрупненными блоками

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор синхронных генераторов

По исходным данным выбирается синхронный генератор СВ–733/130–36 производства ОАО «Силовые машины». Паспортные данные генератора СВ-733/130–36 представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВ–733/130–36

Номинальная мощность		$U_{\text{НОМ}}, \text{кВ}$	$\cos \varphi$	η	Индуктивные сопротивления		
$S_{\text{НОМ}}, \text{МВт}$	$P_{\text{НОМ}}, \text{МВт}$				x''_d	x'_d	x_d
55,6	50	10,5	0,9	97,4	0,33	0,37	1,15

4.2.2 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, которая составляет порядка 1% от установленной мощности:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{168 - 168 \cdot 0,01}{0,9} = 184,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

где $P_{\text{уст}}$ – установленная мощность станции, МВт;

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

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности генератора.

По каталогу ООО «Трансинжиниринг» выбираем трансформатор ТДЦ-200000/220-У(ХЛ)1. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 80000/220–У1

$S_{\text{ном}}, \text{МВА}$	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$\Delta P_{\text{кз}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{хх}}, \text{кВт}$	$I_{\text{хх}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
200	242	10,5	10,85	580,5	83,9	0,088

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

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

Время работы блока в течении года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu T_{\text{пл}} - \omega T_{\text{в}} \quad (4.1)$$

где μ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1 раз в год;

$T_{\text{пл}}$ – время плановых простоев блока в часах, принимаем: $T_{\text{пл}} = 30$;

ω – параметр потока отказов блока, в нашем случае: $\omega = 0,025$;

$T_{\text{в}}$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов, $T_{\text{в}} = 60$.

Время работы блока:

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

Потери холостого года в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{хх}} = n_{\text{т}} \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot t_{\text{раб}} \quad (4.2)$$

Где $n_{\text{т}}$ – число параллельно работающих трансформаторов, $n_{\text{т}} = 1$;

$\Delta P_{\text{хх}}$ – потери холостого хода трансформатора;

$t_{\text{раб}}$ – время работы блока в течении года.

Потери холостого хода:

$$\Delta W_{\text{хх}} = 1 \cdot 0,084 \cdot 8729 = 732,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{n_{\text{т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{т ном}}}\right)^2 \cdot \tau \quad (4.3)$$

где $\Delta P_{\text{кз}}$ – потери короткого замыкания трансформатора;

$n_{\text{т}}$ – число параллельно работающих трансформаторов;

$S_{\text{расч}}$ – мощность за вычетом мощности нагрузки собственных нужд;

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

τ – время максимальных потерь.

Нагрузочные (переменные) потери:

$$\Delta W_{\text{H}} = \frac{0,580}{1} \cdot \left(\frac{184,8}{200}\right)^2 \cdot 2405 = 1192,1 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Величина издержек на потери электрической энергии по методу Куценова:

$$I_{\text{п}} = \beta_1 \cdot \Delta W_{\text{ХХ}} + \beta_2 \cdot \Delta W_{\text{H}} \quad (4.4)$$

где $\Delta W_{\text{ХХ}}$ – потери холостого хода;

ΔW_{H} – нагрузочные потери в трансформаторе;

β_1, β_2 – удельные показатели электрической энергии, по методу Куценова:

$$\beta_1 = 0,6 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч})$$

$$\beta_2 = 0,9 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч})$$

Таким образом получим на 1 агрегатный блок:

$$I_{\text{п1}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 732,4 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 1192,1 = 15,12 \text{ тыс руб}/\text{год}$$

Издержки для всей станции (3 одиночных блока):

$$I_{\text{п}} = 3 \cdot I_{\text{п1}} = 3 \cdot 15,12 = 45,36 \text{ тыс. руб}/\text{год}$$

4.2.3 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:

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = 2 \cdot \frac{168 - 1,68}{0,9} = 369,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

По каталогу ООО «Тольяттинский Трансформатор» выбираем трансформатор ТДЦ-400000/220-У(ХЛ)1. Каталожные данные приведены в таблице 4.3

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ 400000/220-У(ХЛ)1

$S_{\text{НОМ}}, \text{МВА}$	$U, \text{кВ}$		$U_{\text{КЗ}}, \%$	$\Delta P_{\text{КЗ}}, \text{кВт}$	$\Delta P_{\text{ХХ}}, \text{кВт}$	$I_{\text{ХХ}}, \%$
	$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{НН}}$				
400	242	10,5	12,7	850	200	0,3

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

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

Время работы блока в течении года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu T_{\text{пл}} - \omega T_{\text{в}} \quad (4.5)$$

где μ – частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1 раз в год;

$T_{\text{пл}}$ – время плановых простоев блока в часах, принимаем: $T_{\text{пл}} = 30$;

ω – параметр потока отказов блока, в нашем случае: $\omega = 0,025$;

$T_{\text{в}}$ – среднее время аварийно-восстановительных ремонтов, $T_{\text{в}} = 60$.

Время работы блока:

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

Потери холостого года в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = 1 \cdot 0,2 \cdot 8729 = 1745,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{Н}} = \frac{0,850}{1} \cdot \left(\frac{369,6}{400}\right)^2 \cdot 2405 = 1745,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Величина издержек на потери электрической энергии по методу Куценова, используя формулу 4.4, на 1 укрупненный агрегатный блок, получим:

$$I_{\text{П1}} = 0,6 \cdot 10^{-2} \cdot 1745,8 + 0,9 \cdot 10^{-2} \cdot 1745,3 = 26,18 \text{ тыс руб/год}$$

Издержки для всей станции (1 одиночный и 1 укрупнённый):

$$I_{\text{П}} = I_{\text{П одиноч.}} + I_{\text{П укрупн.}} = 15,12 + 26,18 = 41,30 \text{ тыс. руб/год}$$

Как видим, из расчётов схема с укрупнённым блоком выгоднее чисто одиночной. Но для дальнейших расчётов принимаем чисто одиночные блоки, так как данная схема является более сбалансированной с точки зрения вывода в ремонт, и работа по графику регулирования. Так же следует отметить, что более мощный трансформатор стоит значительно дороже нежели трансформаторы, используемые в схеме с одиночными блоками.

4.2.4 Выбор трансформаторов собственных нужд

В данном случае будем руководствоваться опытом эксплуатации оборудования существующих станций, а также техническими регламентами.

Пользуясь опытом эксплуатации наиболее выгодно применять одинаковые трансформаторы собственных нужд. Так как наличие одинаковых узлов делает более дешевым обслуживание станции с точки зрения ремонтного запаса. Часть оборудования находится в резерве на складах предприятия, а отсюда следует возможность экономии на меньшем числе резервных узлов.

Пользуясь технической политикой ПАО «РусГидро», а конкретно данной выдержкой: «В сетях до 35 кВ включительно, как правило, должны применяться сухие трансформаторы». В дальнейшем выборе будут только одинаковые и «сухие» трансформаторы.

Доля мощности, приходящейся на собственные нужды станции, составляет 1%:

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{P_{Г\text{ ном}}}{\cos \varphi} \quad (4.6)$$

Таким образом:

$$S_{с.н.} = 0,01 \cdot \frac{50}{0,9} = 647 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

По каталогу завода ООО «Урал Трансформатор» выбираются трансформаторы ТС-2000/10,5/0,4. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТС-2000/10,5/0,4

$S_{\text{ном}}, \text{кВА}$	$U_{\text{н}}, \text{кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$	
2000	10,5	0,4	6

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

Суммарная мощность, выдаваемая в систему:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{168 - 1,68}{0,9} = 184,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт.} \quad (4.7)$$

Коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП:

$$K = 1,2. \quad (4.8)$$

Коэффициент мощности системы:

$$\cos \varphi_c = 0,85; \quad (4.9)$$

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n = \frac{S_{\Sigma}}{K \cdot \frac{P_{\text{нат.}}}{\cos \varphi_c}} + 1 \quad (4.10)$$

Число отходящих линий округляется в ближайшую сторону в соответствии с ПУЭ:

$$n = \frac{184,8}{1,2 \cdot \frac{135}{0,85}} + 1 = 1,97 \approx 2$$

Рабочий ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = \frac{184,8}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,242 \text{ кА}$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_I \cdot \alpha_{\tau} \quad (4.11)$$

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

α_{τ} – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации, $\alpha_{\tau} = 1$.

Таким образом расчётный ток:

$$I_{\text{расч}} = 0,242 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,254 \text{ кА}$$

Исходя из этого по величине расчётного тока для ВЛ 220 кВ принимаем провод марки: АС-240/32.

Произведём проверку провода по нагреву, сравнивая длительно допустимый ток $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}$, с аварийным:

$$I_{\text{ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = \frac{184,8}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,485 \text{ кА}$$

Существует условие нагрева:

$$I_{\text{доп}} > I_{\text{ав}}$$

$$605 \text{ А} > 485 \text{ А}$$

Условие выполняется, следовательно выбираем данный провод для дальнейшего проектирования. Параметры провода АС-240/32 приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Параметры провода марки АС–240/32

Число проводов в фазе	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	b_0 См/км
1	0,121	0,435	$2,60 \cdot 10^{-4}$

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчёта

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

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{\text{ТСН}} + K_{\text{КРУЭ}} \quad (4.12)$$

где K_T – стоимость силового трансформаторов (5 млн руб – по схеме с одиночным блоком; 9 млн руб – по схеме с укрупнённым блоком.);

$K_{\text{ТСН}}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (1 млн руб);

$K_{\text{КРУЭ}}$ – стоимость КРУЭ (25 млн руб);

n – число силовых трансформаторов;

m – число трансформатора собственных нужд;

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 3 \cdot 5 + 1 \cdot 1 + 25 = 41 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$K_2 = 1 \cdot 5 + 1 \cdot 9 + 1 \cdot 1 + 25 = 40 \text{ млн. руб.}$$

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

$$З_i = E_n \cdot K_i + И_i \quad (4.13)$$

где $E_n = 0,15$ – нормативный коэффициент

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком по формуле:

$$З_1 = 0,15 \cdot 40 \cdot 10^6 + 22202,3 = 602202,3 \text{ руб.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$З_2 = 0,15 \cdot 41 \cdot 10^6 + 26863,5 = 6176863,5 \text{ руб.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{З_1 - З_2}{З_1} \cdot 100\% \quad (4.14)$$

$$P = \frac{602202,3 - 6176863,5}{602202,3} \cdot 100\% = 2,57\%.$$

Из расчетов видно, что данные варианты отличаются меньше чем на 5% и являются экономически равноценными, окончательно выбираем вариант с одиночными блоками

По надёжности схема с одиночными блоками является более приемлемой. Согласно СТО РусГидро [19] – «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».

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений КРУЭ–220 кВ: 9 (2 ВЛЭП 220 кВ, 3 блока). При данном числе присоединений для данного класса напряжения РУ выбираем вариант с двумя рабочими системами шин. Выбранная схема РУ – 220 кВ представлена на рисунке 4.2.

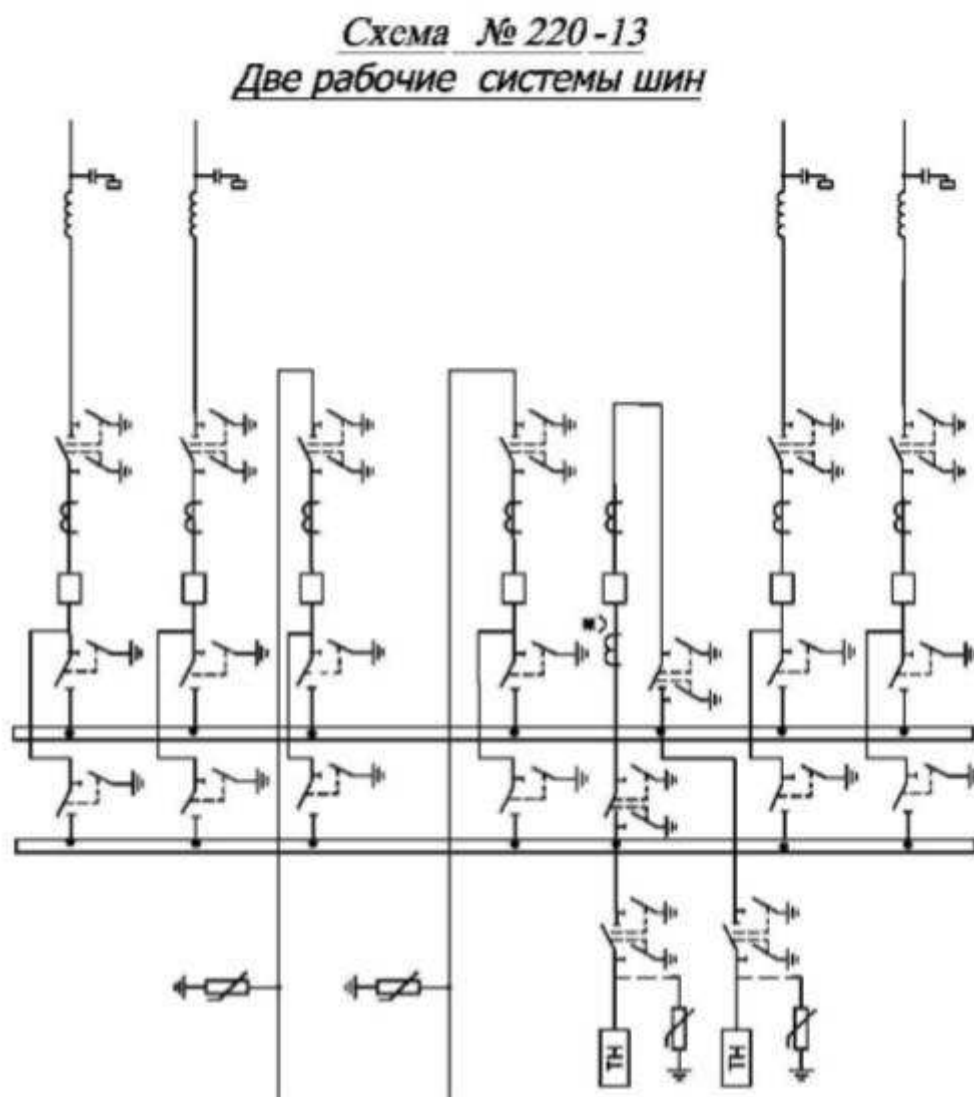


Рисунок 4.2 – Схема РУ ВН 220 кВ: 2 СШ

4.6 Расчёт токов трёхфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin

4.6.1 Расчёт исходных данных

Определим индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи в именованных единицах.

Значение сверхпереходной ЭДС генераторов:

$$E'' = 1,13 \cdot U_6 = 1,13 \cdot 10,5 = 11,865 \text{ кВ}$$

Индуктивные сопротивления:

Генераторы:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,33 \cdot \frac{10,5^2}{55,6} = 0,654 \text{ Ом}$$

Трансформаторы:

$$x_{\Gamma} = \frac{U_{\text{К}} \% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,85 \cdot 242^2}{100 \cdot 200} = 31,771 \text{ Ом}$$

Система:

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

Линия:

$$x_{\text{ВЛ}} = x_{0 \text{ уд}} \cdot l = 0,435 \cdot 225 = 97,875 \text{ Ом}$$

Активные сопротивления:

Генераторы:

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{T_{\text{а ген}} \cdot 2\pi f} = \frac{0,654}{0,045 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 50} = 0,046 \text{ Ом}$$

Где $T_{\text{а ген}}$ – частота затухания, $T_{\text{а ген}} = 0,045 \text{ с}$, $T_{\text{а сист}} = 0,035 \text{ с}$;

f – частота тока в сети, $f = 50 \text{ Гц}$.

Трансформаторы:

$$r_{\Gamma} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}} \cdot U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{0,580 \cdot 242^2}{200^2} = 0,850 \text{ Ом}$$

Система:

$$r_c = \frac{x_c}{T_{a\text{сист}} \cdot 2\pi f} = \frac{352,667}{0,035 \cdot 314} = 32,074 \text{ Ом}$$

Линия:

$$r_{\text{вл}} = r_{0\text{ уд}} \cdot l = 0,118 \cdot 225 = 26,550 \text{ Ом}$$

Сверхпереходная ЭДС генераторов:

$$E'' = 1,13 \cdot U_{\text{баз}} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,856 \text{ кВ}$$

ЭДС системы:

$$E_c = 230 \text{ кВ}$$

Коэффициенты трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{242} = 0,043$$

4.6.2 Расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin»

На рисунке 4.3 представлены исходные данные по узлам. На рисунке 4.4 представлены исходные данные по ветвям. На рисунке 4.5 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 type="checkbox"/>			y	1	ГГ1		11				
2	<input type="checkbox"/>			y	2	ГГ2		11				
3	<input type="checkbox"/>			y	3	ГГ3		11				
4	<input type="checkbox"/>			y	4	Блок 1		11				
5	<input type="checkbox"/>			y	5	Блок 2		11				
6	<input type="checkbox"/>			y	6	Блок 3		11				
7	<input type="checkbox"/>			y	7	КРУЭ		230				
8	<input type="checkbox"/>			y	8	Система		230				
	<input checked="" type="checkbox"/>											

Рисунок 4.3 – Исходные данные по узлам

	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_л	Название	R	X	G	B	БД_...	N_анц	Кт/r
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	4		ГГ1 - Блок 1							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	5		ГГ2 - Блок 2							
3	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	3	6		ГГ3 - Блок 3							
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	7		Блок 1 - КРУЭ	0,85	31,77					0,043
5	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	5	7		Блок 2 - КРУЭ	0,85	31,77					0,043
6	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	6	7		Блок 3 - КРУЭ	0,85	31,77					0,043
7	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		ЛЭП	7	8		КРУЭ - Система	26,55	97,88					

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E	I1	dI1	Ia	dIa	Ib	dIb	Ic	dIc
1	1	ГГ1	1	0,046	0,654	0,046	0,654	0,046	0,654	11,865	10,449	-85,977	10,449	-85,977	-10,449	-25,977	10,449	34,023
2	2	ГГ2	2	0,046	0,654	0,046	0,654	0,046	0,654	11,865	0,067	-88,813	0,067	-88,813	-0,067	-28,813	0,067	31,187
3	3	ГГ3	3	0,046	0,654	0,046	0,654	0,046	0,654	11,865	0,067	-88,813	0,067	-88,813	-0,067	-28,813	0,067	31,187
4	8	Система	8	32,074	352,667	32,074	352,667	32,074	352,667	230,000	0,292	-82,587	0,292	-82,587	-0,292	-22,587	0,292	37,413

Рисунок 4.5 – Исходные данные по генераторам

Результаты расчётов токов КЗ представлены на рисунках 4.6,4.7,4.8 и сведены в таблицу 4.6.

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1	1	3ф	1					10,5954	-86,01

Рисунок 4.6 – Результат расчета токов трехфазного КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1	7	3ф	7					15,0249	-88,30

Рисунок 4.7 – Результат расчетов трехфазного токов КЗ

	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1		1	7	1ф	7					7,4324	-88,28

Рисунок 4.8 – Результат расчетов токов однофазного КЗ

Таблица 4.6 – Место короткого замыкания и результаты расчёта в точках КЗ

Вид несимметрии	Точки КЗ	$I_{п}, \text{кА}$	$I_{уд}, \text{кА}$
ОКЗ	КРУЭ	22,297	31,533
ТКЗ	КРУЭ	15,025	21,248
ТКЗ	ГГ	10,595	16,483

4.7 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 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:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном сист}}$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}}$$

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

Используя каталог производителя ОАО ВО «Электроаппарат» для генераторного напряжения выбираем элегазовый выключатель ВГГ–10 УЗ и разъединитель РВР–10/8000 УЗ. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Сводная таблица по выбору генераторного выключателя и разъединителя

Расчётные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГГ-10	Разъединитель РВР-10/8000 УЗ
$U_{\text{сети ном}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{Г.раб}} = 4580 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 5000 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 8000 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 46,43 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.откл}} = 63 \text{ кА}$	$I_{\text{т.ст}} = 50 \text{ кА}$
$i_{\text{у}} = 118,2 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.скв}} = 161 \text{ кА}$	$i_{\text{эл.ст}} = 125 \text{ кА}$
		$t_{\text{откл}} = 3 \text{ с.}$
$B_{\text{к,расч}} = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 46,42^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 193,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к,ном}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} =$ $= 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Проверка на апериодическую составляющую выключателя ВГГ–10:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 46,43 \cdot e^{-0,01/0,035} = 19,08 \text{ кА}$$

$$\frac{i_{\text{ат}}}{I_{\text{по}}} \cdot 100\% = 41\%$$

$$41\% < 45\%$$

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Производитель	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
В цепи статора:				
Анализатор качества сети	НПП «ЭКРА»	RS485	0,5	10
Релейная защита	НПП «ЭКРА»	RS485	0,5	40
В цепи ротора:				
Анализатор качества сети	НПП «ЭКРА»	RS485	0,5	8
Автоматический синхронизатор	НПП «ЭКРА»	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 68 \text{ В} \cdot \text{А}$

4.8 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Выбирается трансформатор тока ТШЛ–10–2. Производитель ОАО «Свердловский завод». Проверка трансформатора тока ТШЛ-10-2 представлена в таблице 4.9

Таблица 4.9 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–10-2

Параметры	Расчётные данные	Данные ТТ по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\Gamma, \text{раб}} = 4820 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 5000 \text{ А}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛПМ-10. Производитель ОАО «Свердловский завод». Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛПМ-10 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10– Выбор и проверка трансформатора напряжения

Параметры	Расчётные данные	Данные ТН по каталогу
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$

Для защиты трансформатора от перенапряжений цепи 10,5 кВ устанавливаем со стороны низшего напряжения ОПН-П1-10/10,5/10/2 УХЛ1 фирмы ЗАО «ЗЭТО».

4.9 Выбор параметров КРУЭ

Достоинством КРУЭ является многофункциональность — в одном корпусе совмещены сборные шины, выключатель, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, что существенно уменьшает размеры и повышает надежность. Подстанция с модулем КРУЭ занимает 5–10% площади подстанции с открытым распределительным устройством.

КРУЭ отличаются высокой надежностью, которая обеспечивается высокими изоляционными и дугогасительными свойствами элегаза (шестифтористая сера SF₆) и сведением к минимуму неблагоприятных атмосферных воздействий. Для рассмотрения выбираем ячейку КРУЭ ЯГГ-220 производства «Электроаппарат».

Таблица 4.11 – Сводная таблица по выбору КРУЭ

Расчетные данные	Каталожные данные Ячейка ЯГГ-220У
$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб max}} = 290 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$
$I_{\text{по}} = 15,54 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 24,17 \text{ кА}$	$I_{\text{терм}} = 50 \text{ кА}$
	$t_{\text{терм}} = 3 \text{ с}$
$W_{\text{к.расч}} = I_{\text{н0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{рз}}) =$ $= 15,54^2 \cdot (0,08 + 0,01) =$ $= 21,73 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_{\text{к.ном}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}} =$ $= 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

КРУЭ серии ЯГГ-220 с током включает в себя основное технологическое оборудование подстанции: выключатели, разъединители с заземлителями, трансформаторы тока и напряжения, ОПН, совмещенные в заземленном металлическом корпусе, заполненном элегазом, обладающим лучшими изолирующими и дугогасительными качествами.

5 Релейная защита и автоматика

5.1 Перечень защит основного оборудования

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

Защиты генератора СВ – 733/130-36-55,6 МВА:

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

Защиты силового трансформатора ТДЦ 80000/220–У1:

- Продольная дифференциальная защита (от внутренних междуфазных повреждений и повреждений на выводах обмоток трансформатора));
- Газовая защита (от внутренних повреждений);
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения трансформатора);

- МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);

- Контроль уровня масла в расширительном баке;
- Защита от однофазных коротких на землю в сети 220 кВ;
- Контроль изоляции сети 10,5 кВ;
- Защита от перегрузки (резервная защита).

Защиты воздушных линий 220 кВ:

Основные защиты:

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

Резервные защиты:

- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);

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

- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);

- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-220);

-

5.2 Описание защит и расчёт их уставок

5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)

Данная защита является основной быстродействующей защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах, с высокой чувствительностью ($I_{CP} < 0,2 \cdot I_{ном}$).

Исполнение защиты трёхфазное, подключение осуществляется к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора, а также к трансформаторам тока в нейтральных выводах.

Номинальный ток генератора: 3055 А

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: 4000/5 А.

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты. Величина $I_{\text{СР.0}}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от токов небаланса нормального режима:

$$I_{\text{НБ (НОМ)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{НОМ}} \quad (5.1)$$

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

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

Уставка выбирается по условию:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ (НОМ)}} \quad (5.2)$$

С учётом всех условий:

$$I_{\text{СР.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{НОМ}} \quad (5.3)$$

$$I_{\text{СР.0}} \geq 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{НОМ}} = 305,5$$

Где $K_{\text{Н}} = 2$ – коэффициент надёжности.

Принимаем уставку: $I_{\text{СР.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{НОМ}} = 458,25 \text{ А}$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}} \quad (5.4)$$

Где $K_{\text{АП}} = 2$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей;

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

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

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_r''}{x_d''} \cdot I_{\text{НОМ}} = \frac{1,02}{0,33} \cdot 3055 = 9443 \text{ А}$$

Таким образом максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 9443 = 944,3 \text{ А}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

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

$$K_T > \frac{944,3 \cdot 2}{9443}$$

$$K_T > 0,2$$

Принимаем уставку по коэффициенту торможения: $K_T = 0,4$

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

$$I_{НТ} = \frac{I_{*СР}}{K_T} = \frac{0,2}{0,4} = 0,5$$

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

$$B \geq \frac{I_{*СР}}{K_T} = \frac{0,2}{0,4} = 0,5$$

Принимаем типовое значение уставки $B = 1,5$ (при данном условии выполняется).

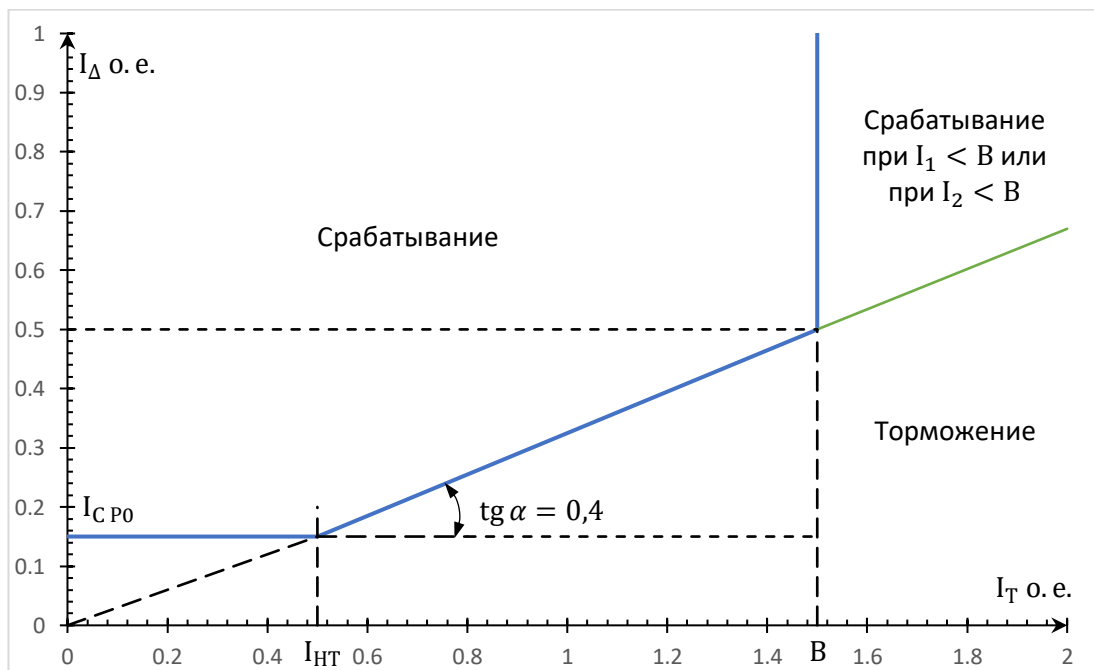


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты

Защита действует на отключение генератора, гашение полей, останов турбины с последующим сбросом аварийно-ремонтных затворов и запуск системы пожаротушения генератора.

5.2.2 Защита от замыкания на землю обмотки статора генератора ($U_N(U_0)$)

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается исходя 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.

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

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 2.

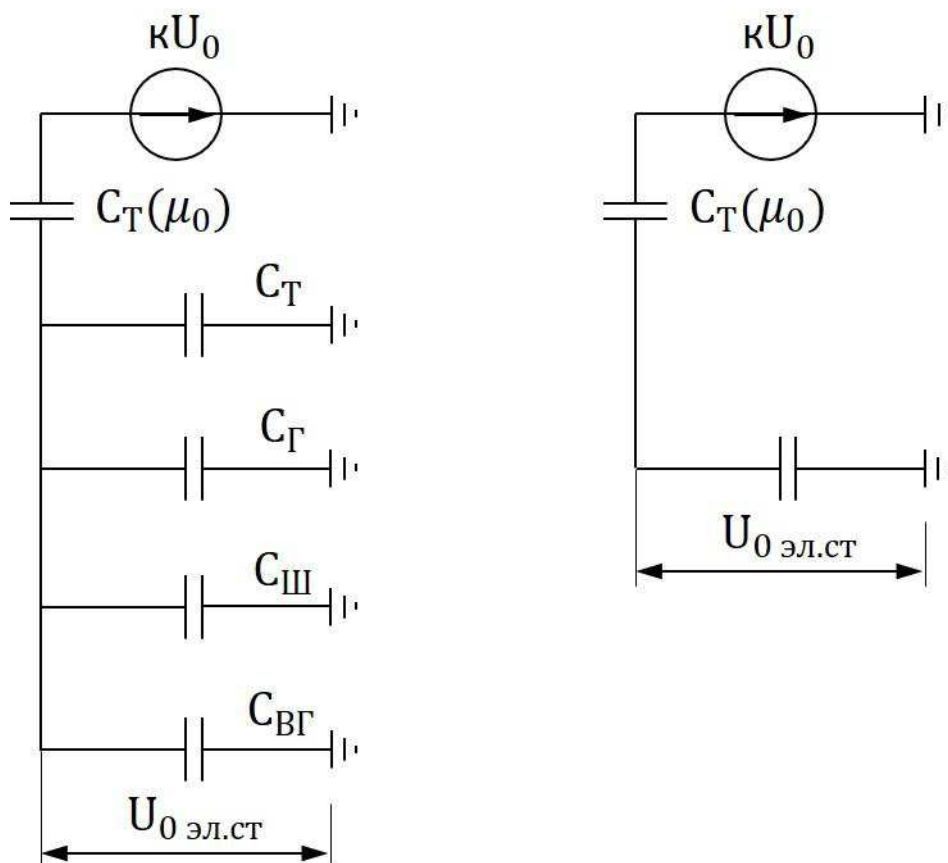


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

$C_{\Gamma} = 1,12$ мкФ – емкость одной фазы статора генератора на землю;

$C_{\text{T}} = 0,0073$ мкФ – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю;

$C_{\text{III}} = 0,008$ мкФ – емкость шинпровода по отношению к земле;

$C_{\text{ВГ}} = 0,25$ мкФ – емкость генераторного выключателя;

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_{\Sigma} = C_{\text{T}} + C_{\Gamma} + C_{\text{III}} + C_{\text{ВГ}} = 0,0073 + 1,12 + 0,008 + 0,25 = 1,385 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$$

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = k \cdot U_0 \cdot \frac{C_{\text{T}}(\mu_0)}{C_{\text{T}}(\mu_0) + C_{\Sigma}} \quad (5.5)$$

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

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, $C_T(\mu_0) = 0,012$ мкФ/фазу;

U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора. Рассчитывается по следующей формуле:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = 1,73 \cdot U_{\text{Л}} \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 314 \cdot 1,385 \cdot 10^{-3} = 7,9 \text{ А}$$

Напряжение нулевой последовательности на выходах генератора при однофазном замыкании на стороне 220 кВ

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,012}{0,012+1,385} = 200,01 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания защиты определяется по выражению:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0 \text{ эл.ст}} \quad (5.6)$$

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{1}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3}} \cdot 200,01$$

$$U_{\text{СР}} \geq 1,74$$

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

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

$K_{\text{В}} = 0,95$ – коэффициент возврата.

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

Принимаем следующие уставки:

U_{01G} с уставкой 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с на сигнал;

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

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

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

Для U_{03} уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3. Таким образом расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от коэффициента торможения:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} \quad (5.7)$$

При $K_T = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 31,25% обмотки статора со стороны нейтрали.

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

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

1) Уставка защиты $U2 >$ выбирается:

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

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

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

Уставка защиты $U1 >$ выбирается:

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

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.

5.2.4 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 относительных ток обратной последовательности I_{*2} :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H} \quad (5.8)$$

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:

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2} \quad (5.9)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Принимаем уставку сигнального органа:

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H \quad (5.10)$$

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

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

Уставка равна:

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

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,18 \cdot I_H \quad (5.11)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = 0,18 \quad (5.12)$$

Таким образом получим:

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

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

$$t_{\text{СР}} = \frac{30}{I_{*2}^2} \Rightarrow A_{\text{ИО}} = 30 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}} \quad (5.13)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

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

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

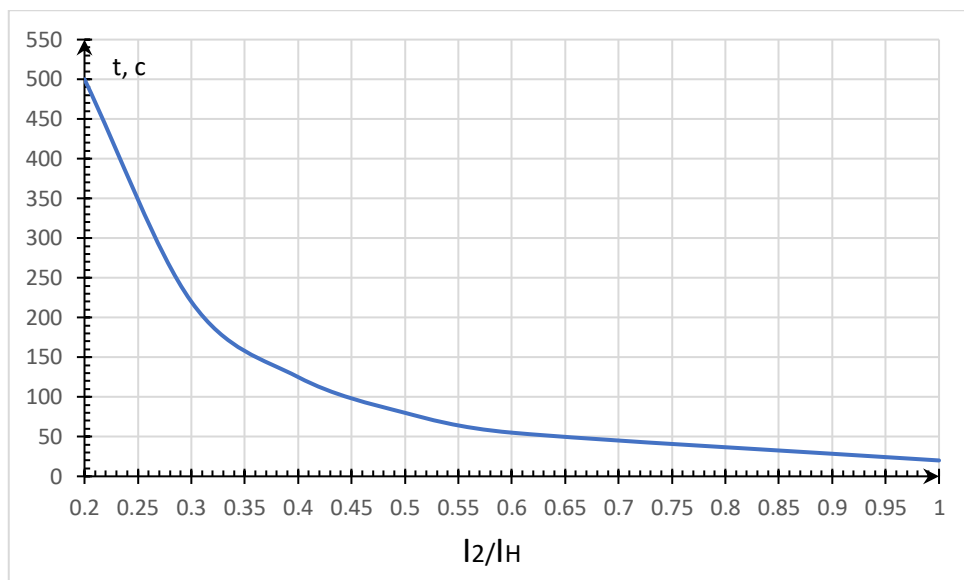


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

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

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

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на отходящих ВЛ;

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

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

По второму условию: Обеспечение чувствительности к повреждениям в конце линий 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{*2C3} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X''_{d\text{ВН}} + X_{\text{T}} + X_{\text{Л}}^*)} \quad (5.14)$$

где $X_{\text{Л}}^* = X_{\text{Л}} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 97,88 \cdot \frac{55,6}{242^2} = 0,093;$

$X''_{d\text{ВН}} = X''_d \cdot \left(\frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}\right)^2 = 0,33 \cdot \left(\frac{242}{10,5}\right)^2 = 175,29$ – сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси, приведенное к высокой стороне напряжения;

$X_{\text{T}} = \frac{U_{\text{К\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,85}{100} \cdot \frac{55,6}{80} = 0,075$ – сопротивление трансформатора в относительных единицах.

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ.

$$I_{*2C3} \leq \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (175,29 + 0,075 + 0,093)} = 0,002190 \text{ о. е.}$$

Ток срабатывания защиты на стороне генераторного напряжения:

$$I_{2C3} = I_{*2C3} \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,002190 \cdot 2 \cdot \frac{242}{10,5} = 0,1009$$

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

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

5.2.5 Защита от симметричных перегрузок (I1)

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

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

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{Н}} \quad (5.15)$$

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

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

Выдержка времени $t = 9$ с

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

Уставка пускового органа:

$$I_{\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{Н}} \quad (5.16)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведена в таблице 5.2:

Таблица 5.2 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных нагрузок

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

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I1) представлена на рисунке 5.4.

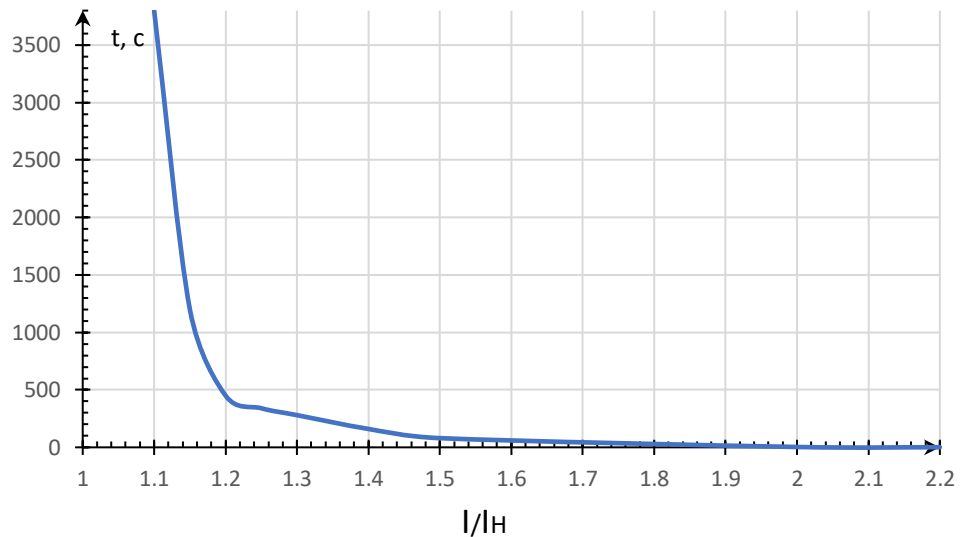


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I1)

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

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

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{1\text{отс}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{НОМ}}}{0,98} = 1,531 \cdot I_{\text{НОМ}} \quad (5.17)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_{\Gamma} <$

Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{\text{СП}} = \frac{0,68 \cdot U_{\text{НОМ}}}{K_{\text{В}} \cdot n_{\text{T}}} = \frac{0,68 \cdot 10500}{1,03 \cdot 10500 / 100} = 66 \text{ В}$$

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

5.2.6 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 Майская ГЭС – ПС Эльгауголь:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 79,43 + \frac{0,8}{2} \cdot 101,41 = 104,11 \text{ Ом}$$

где K_T – коэффициент, учитывающий параллельность линии;

$Z'_{1Л}$ – сопротивление линии:

$$Z'_{1Л} = \sqrt{x_{Л}^2 + r_{Л}^2} = \sqrt{97,88^2 + 26,55^2} = 101,41 \text{ Ом}$$

Z_T – сопротивление трансформатора, приведённое к напряжению стороны 220 кВ:

$$Z_T = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}} = \frac{10,85}{100} \cdot \frac{242^2}{80} = 79,43 \text{ Ом}$$

В относительных единицах, приведённым к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \frac{10,85}{100} \cdot \frac{55,6}{80} + \frac{0,8}{2} \cdot \frac{55,6}{242^2} \cdot 101,41 = 0,0988$$

Пересчёт в первичных Омах:

$$Z_1^* = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_B = 0,0988 \cdot \frac{10,85^2}{55,6} = 0,209 \text{ Ом}$$

Уставка на реле будет равна:

$$Z_{1\text{СЗ}} = Z_1^* \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,209 \cdot \frac{4000}{\frac{10500}{100}} = 1,592 \text{ Ом}$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,6 \text{ Ом}$.

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

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3055} = 1,98 \text{ Ом}$$

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

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

$$I_\Phi = \frac{\frac{2 \cdot I_{B,\text{НОМ}} - 0,95}{I_{B,\text{ХХ}}}}{x_d} = \frac{2 \cdot 2 - 0,95}{1,15} = 2,65 \text{ о. е.}$$

где $I_{B,\text{ХХ}}$ ток ротора холостого хода, А;

x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

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

Соответственно сопротивление нагрузки в данном режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\text{Ф}}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,65} = 0,36 \text{ о. е.}$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\text{Ф}}} = \frac{0,9}{0,95 \cdot 2,5} = 0,37$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 68,90^\circ$

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{С.З II}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,36}{1,1} = 0,33 \text{ о. е.}$$

$$Z_{\text{С.З II}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,33 \cdot \frac{10,5^2}{55,6} = 0,65 \text{ Ом}$$

Значение уставки реле составляет:

$$Z_{\text{С.З II}} = \frac{Z_{\text{С.З II}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,65 \cdot 4000/5}{10500/100} = 4,95 \text{ Ом}$$

Принимаем уставку $Z_{\text{II}} = 4,95 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 15%. Уставки по сопротивлению смещения:

$$Z_{\text{СМ1}} = 0,12 \cdot 0,209 = 0,025 \text{ Ом}$$

$$Z_{\text{СМ2}} = 0,12 \cdot 0,65 = 0,078 \text{ Ом}$$

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

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

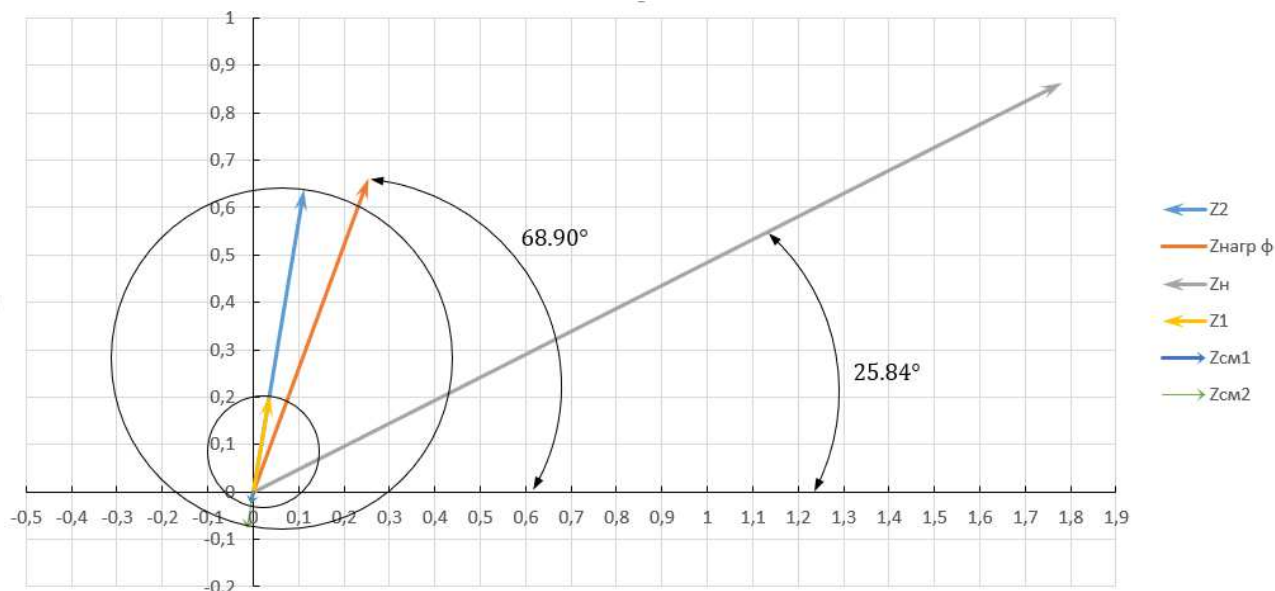


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

5.2.7 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 действующего в предупредительную сигнализацию.

Уставка сигнального органа:

$$I_{P \text{ СИГН}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ Р}}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{НОМ Р}}}{0,98} = 1,07 \cdot I_{\text{НОМ Р}} = 1,07 \cdot 1150 = 1231$$

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

Уставка пускового органа:

$$I_{P \text{ ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{НОМ Р}}}{0,98} = 1,1 \cdot I_{\text{НОМ Р}} = 1,1 \cdot 1150 = 1265$$

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

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

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

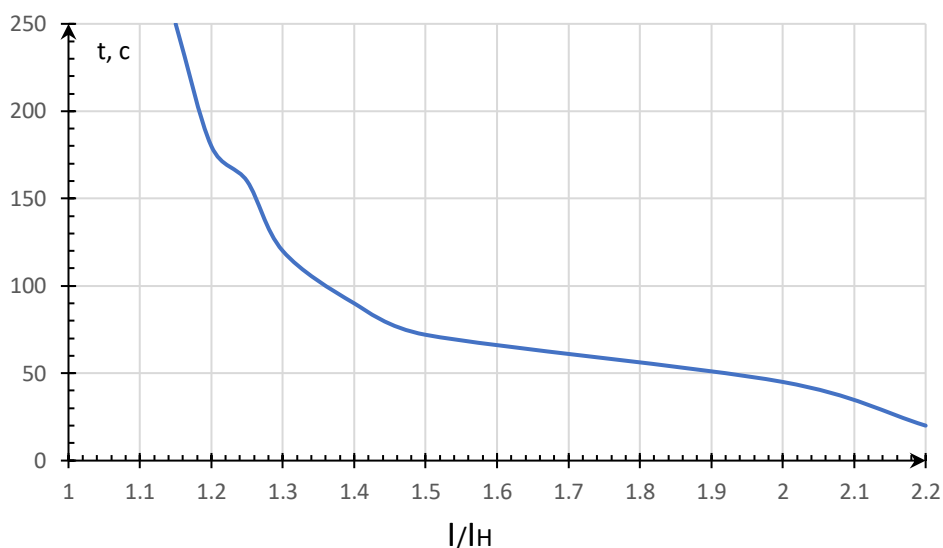


Рисунок 5.6 – Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора.

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

Уставка органа отсечки:

$$I_{P\text{ ОТС}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{НОМ р}}}{0,98} = 2,143 \cdot I_{\text{НОМ р}} = 2,245 \cdot 1150 = 2582$$

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

5.2.8 Выбор комплекса защит блока генератор-трансформатор

Исходя из расчёта уставок, для защит силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики производства ООО НПП «ЭКРА».

Установка отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства в работу оборудования, а также уменьшить затраты.

Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульному программному обеспечению, микропроцессорные защиты обеспечивают высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объёма защищаемого оборудования и различных режимов его работы.

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивает высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высоко интегрированных и высоконадёжных микросхем – повышенную надёжность аппаратной части защиты.

5.3 Таблица уставок и матрица отключений защит

Уставки защит представлены в таблице 5.4

Таблица 5.4 – Таблица уставок

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительные единицы	Именованные единицы	
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$	Ток срабатывания, $I_{CP.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,73 А	
		Коэффициент торможения, K_T	0,4		
		Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	2,43 А	
		Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	7,23 А	
Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	t	Коэффициент торможения, K_T	1,2	
Защита от повышения напряжения	$U >$	1 ступень	U_{CP1}	$1,2U_H$	120 В
		2 ступень	U_{CP2}	$1,4U_H$	140 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,34 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,18 \cdot I_H$	0,87 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$0,10 \cdot I_H$	0,49 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	5,19 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	5,34 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,531 \cdot I_{НОМ.Р}$	7,43 А
			U_{CP}	-	66 В
--Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,099	0,21 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,33	0,65 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p СИГН.$	$1,07 \cdot I_{НОМ.Р}$	1231 А
		ПО	$I_p ПУСК.$	$1,1 \cdot I_{НОМ.Р}$	1265 А
		Отсечка	$I_p ПУСК.$	$2,245 \cdot I_{НОМ.Р}$	2582 А

Матрица переключений представлена в таблице 5.5

Таблица 5.5 – Матрица переключений

Защиты		Действие		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Отключение МШВ	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение										
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$			+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1								+	
		t_2		+	+	+					
	U_0	t		+	+	+					
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1		+	+						
		2 ступень t_2		+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО								+	
		ИО			+	+					
		ОТС I	t_1						+		
			t_2						+		
		t_3		+	+						
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО								+	
		ИО			+	+					
		ОТС	t_1						+		
			t_2						+		
		t_3		+	+						
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1					+			
			t_2		+	+	+				
		2 ступень	t_1							+	
			t_2						+		
			t_3		+	+					
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО								+	
		ИО			+	+					
		Отсечка			+	+					

6 Компоновка и сооружения гидроузла

6.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты (61 м) и типа грунтов основания [1], присвоен: II.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации [1]. По установленной мощности: 161 МВт - III.

В зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (Число людей, которые могут пострадать от аварии ГТС - 100 чел). IV

В конечном счете, присваивается наивысший класс всему сооружению, в данном случае это II класс.

6.2 Определение отметки гребня плотины

Так как ширина створа 535 м, выполним глухие плотины из бетона.

Максимальная скорость ветра в районах проектирования гидроузла составляет $V_w = 28$ м/с.

Длина разгона волны, исходя из карты со спутника составила, $L = 2500$ м.

За отметку гребня бетонной плотины ∇ ГБП принимается отметка, высчитанная по формуле:

$$\nabla\text{ГБП} = \nabla\text{НПУ} + h_{1\%} + a \quad (6.1)$$

где a - величина запаса, для II класса составляет 0,7 м.

Высота волны 1%:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i \quad (6.2)$$

где \bar{h} – средняя высота волны, м;

K_i – коэффициент, определяемый по графику [1] в зависимости от значения

$\frac{gL}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны);

g – ускорение свободного падения;

L – длина разгона волны, м;

V_w – максимальная скорость ветра, м/с;

Для дальнейшего расчёта определим безразмерные комплексы:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 2500}{28^2} = 31,3$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 60 \cdot 60}{28} = 7567,7$$

где t – время разгона волны, равное 6 часов.

С помощью полученных значений определяется период волны, время за которое развивается одна длина волны, для этого из [1, прил. 1, рис.1] найдём следующие величины, сведённые в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – элементы ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах

$\frac{g \cdot L}{V_w^2}$	
$\frac{g \cdot T_{\text{cp}}}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
1,126	0,01

Для определения среднего периода волны T_{cp} и средней высоты волны \bar{h} используем наименьшие значения:

$$\frac{g \cdot T_{\text{cp}}}{V_w} = 1,126 \Rightarrow T_{\text{cp}} = \frac{1,126 \cdot V_w}{g} = \frac{1,126 \cdot 28}{9,81} = 3,21 \text{ с}$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,01 \Rightarrow \bar{h} = \frac{0,01 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,01 \cdot 28^2}{9,81} = 0,799 \text{ м.}$$

Длина волны:

$$\bar{\lambda} = \frac{g \cdot T_{\text{cp}}^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 3,21^2}{2 \cdot 3,14} = 14,3 \text{ м.}$$

Средняя высота водохранилища:

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНА}}}{2} = \frac{367,0 - 312,0}{2} = 27,5 \text{ м.}$$

Необходимо выполнить проверку, удовлетворяющую следующему условию:

$$d > 0,5\lambda ,$$
$$27,5 > 14,3 \cdot 0,5 ,$$
$$27,5 > 7,15 ,$$

Условие выполнено, расчёты подтверждены.

Определяем высоту волны 1 % обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,799 \cdot 2,1 = 1,678 \text{ м},$$

где $K_i = 2,1$ – коэффициент, определяемый по графику [1, Приложение 1, рис. 2]

Отметка гребня плотины:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + a = 367,0 + 1,678 + 0,7 = 369,38,$$

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{ФПУ}} + h_{1\%} + a = 368,0 + 1,678 + 0,7 = 370,38,$$

Высота плотины:

$$\nabla_{\text{ГБП}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 370,38 - 312,0 = 58,38 \text{ м}.$$

6.3 Гидравлические расчёты

6.3.1 Определение ширины водосливного фронта

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

$$Q_p = Q_{\text{осн.мах}} - Q_{\text{ГЭС}} \cdot (n - 1) \quad (6.3)$$

где $Q_{\text{осн.мах}}$ – максимальный основной расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 1% для II класса сооружений [3, 5.4 табл.2],

$Q_{\text{ГЭС}}$ – расход через 1ин гидроагрегат, рассчитанный:

$$Q_{\text{ГЭС}} = \frac{N_{\text{га}}}{9,81 \cdot H_{\text{осн}} \cdot \eta_{\text{ГТ}}} \quad (6.4)$$

где $N_{\text{га}} = 53700$ кВт – установленная мощность одного гидроагрегата;

$H_{\text{осн}} = 47,88$ – напор в соответствии с кривыми связи при основном расходе;

$\eta_{\text{ГТ}} = 0,947$ – кпд гидротурбины.

$$Q_{\text{ГЭС}} = \frac{53700}{9,81 \cdot 47,88 \cdot 0,947} = 120,7 \text{ м}^3/\text{с}$$

Таким образом расчетный расход для основного случая:

$$Q_p = 5746 - 120,7 \cdot (3 - 1) = 5504,59 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} \quad (6.5)$$

где q_b – удельный расход на водосливе,

$$q_b = 1,25 \cdot q_p \quad (6.6)$$

где q_p – удельный расход на рисберме,

$$q_p = V_{\text{нр}} \cdot h_{\text{нб}} \quad (6.7)$$

где $V_{\text{нр}}$ – не размывающая скорость для скального грунта 5 м/с [6, приложение 2, таблица 1а];

$h_{\text{нб}}$ – глубина воды в НБ при $Q_{\text{осн.max}1\%} = 7,1$ м.

Таким образом:

$$q_p = 5 \cdot 7,1 = 35,6 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$q_b = 1,25 \cdot 35,6 = 44,4 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$B = \frac{5504,59}{44,4} = 123,9 \text{ м}.$$

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому округляем B до 126 м. Стандартная ширина пролета b принимается в соответствии с тех.регламентом. Принимаем $b = 14$. В итоге: 9 пролетов по 14м, так как число пролетов больше шести, добавляем еще один пролет, следовательно число пролетов - 10 шт

Березинский А.Р. рекомендует принимать толщину неразрезного быка в зависимости от ширины водосливного пролета. Примем толщину разрезного быка равной: $\delta_{\delta} = 4$ м

Тогда ширина водосливного фронта с учетом быков:

$$B_{\delta} = b \cdot n + (n - 1) \cdot \delta_{\delta} = 14 \cdot 10 + (10 - 1) \cdot 4 = 176 \text{ м}$$

6.3.2 Определение отметки гребня водослива

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

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (6.8)$$

где m – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в курсовом проекте очертание водосливной стенки Кригера- Офицерова типа А: $m = 0,49$, B – принимается только для водосливного фронта без быков.

Таким образом:

$$H_{01} = \left(\frac{5504,59}{0,49 \cdot 126 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,40 \text{ м,}$$

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

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \epsilon \cdot \sigma_{\Pi} \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (6.9)$$

где ϵ – коэффициент бокового сжатия;

σ_{Π} - коэффициент подтопления (в случае данной работы принимается равным 1).

Коэффициент бокового сжатия:

$$\epsilon = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{\xi + (n-1) \cdot \xi_0}{n} \right) \cdot \frac{H_{01}}{b} \quad (6.10)$$

где b – ширина одного пролёта;

n – число пролётов;

ξ_0 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка (в данном случае принимаем 0,45);

ξ – коэффициент формы береговых устоев или промежуточных берегов водослива (рис. 6.1)

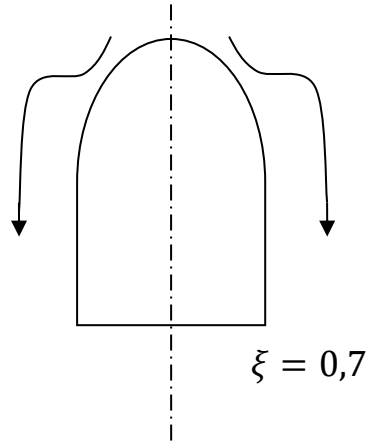


Рисунок 6.1 – форма боковых устоев

$$\epsilon = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{0,7 + (9-1) \cdot 0,45}{9} \right) \cdot \frac{5,92}{14} = 0,9$$

Отсюда:

$$H_{02} = \left(\frac{5504,59}{0,49 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 126 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,66 \text{ м,}$$

Напор на гребне водослива:

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} \quad (6.11)$$

где V_0 – скорость подхода потока к плотине;

$\alpha = 1,1$ коэффициент Кориолиса.

$$V_0 = \frac{Q_p}{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{дна}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)} \quad (6.12)$$

где $\nabla_{НПУ}$ и $\nabla_{дна}$ – отметка при нормальном подпорном уровне и сухого дна;

B – принимается только для водосливного фронта без быков

$$V_0 = \frac{5504,59}{(367,0 - 312,0) \cdot (126 + (9-1) \cdot 4)} = 0,63 \text{ м/с.}$$

Таким образом, напор на гребне водослива:

$$H = 7,66 - \frac{1,1 \cdot 0,63^2}{2 \cdot 9,81} = 7,64 \text{ м.}$$

6.3.3 Проверка на пропуск расчетного расхода при поверочном случае

При количестве пролетов больше 6 учитываем вероятную невозможность открытия одного затвора и исключаем его из расчета. По этой причине добавляем еще один пролет. Поэтому при расчете основного случая количество пролетов принимаем равным 9, но для поверочного случая все пролеты участвуют в пропуске поверочного расхода, то есть число пролетов равно 10. Ширина водосливного фронта с дополнительным пролетом:

$$B_{пов} = b \cdot n = 14 \cdot 10 = 140 \text{ м.}$$

$$Q_{р\ пов} = Q_{осн.мах\ пов} - Q_{ГЭС} \cdot (n - 1) \quad (6.13)$$

где $Q_{осн.мах}$ – максимальный основной расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% для II класса сооружений [3, 5.4 табл.2],

$Q_{ГЭС\ пов}$ – расход через 1ин гидроагрегат, рассчитанный:

$$Q_{ГЭС\ пов} = \frac{N_{га}}{9,81 \cdot H_{пов} \cdot \eta_{ГТ}} \quad (6.14)$$

где $N_{га} = 53700$ кВт – установленная мощность одного гидроагрегата;

$H_{пов} = 47,99$ – напор в соответствии с кривыми связи при основном расходе;

$\eta_{ГТ} = 0,947$ – кпд гидротурбины.

$$Q_{ГЭС\ пов} = \frac{53700}{9,81 \cdot 47,99 \cdot 0,947} = 120,4$$

Таким образом расчетный расход для основного случая:

$$Q_{р\ пов} = 6885 - 120,4 \cdot (3 - 1) = 6644,14 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Напор на гребне водослива без учета сжатия и подтопления:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_{р\ пов}}{m \cdot B_{пов} \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (6.15)$$

$$H_{01\ пов} = \left(\frac{6644,14}{0,49 \cdot 140 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 7,82 \text{ м,}$$

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

$$H_{02 \text{ пов}} = \left(\frac{Q_{p \text{ пов}}}{m \cdot \epsilon \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B_{\text{пов}} \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} \quad (6.16)$$

$$H_{02 \text{ пов}} = \left(\frac{6644,14}{0,49 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 140 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,09 \text{ м,}$$

Напор на гребне водослива:

$$H_{\text{пов}} = H_{02 \text{ пов}} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} \quad (6.17)$$

где V_0 – скорость подхода потока к плотине;

$$V_0 = \frac{Q_{p \text{ пов}}}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}) \cdot (B + (n-1) \cdot \delta_6)} \quad (6.18)$$

где $\nabla_{\text{НПУ}}$ и $\nabla_{\text{дна}}$ отметка при нормальном подпорном уровне и сухого дна;

B - полная ширина с учётом быков.

$$V_0 = \frac{6644,14}{(367,0 - 312,0) \cdot (140 + (10-1) \cdot 4)} = 0,67 \text{ м/с.}$$

Таким образом, напор на гребне водослива:

$$H_{\text{пов}} = 8,09 - \frac{1,1 \cdot 0,67^2}{2 \cdot 9,81} = 8,07 \text{ м.}$$

Назначаем стандартный напор $H_{\text{ст}}$ ближайший к $H_{\text{пов}}$, в соответствии с техническим регламентом [3] $H_{\text{ст}} = 8$ метра.

Отметка гребня водослива определяется:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \nabla_{\text{НПУ}} - H_{\text{ст}} = 367,0 - 8 = 359,0 \text{ м.}$$

Отметку верха быка вычисляют:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 360,0 + 1,6 \cdot 8 = 371,8 \text{ м.}$$

6.3.4 Построение профиля водосливной грани

Рассчитаем координаты оголовка водослива [2, стр 66, табл 6-12] . Для получения действительных координат кривой необходимо умножить их на $H_{ст} = 8$ м . Расчеты сведены в таблицу 6.2. Сам оголовок показан на рисунке 6.2.

Таблица 6.2 – Приведённые координаты очертания гребня водосливной стенки (Кригера-Офицера)

$x \cdot H_{ст}$	$y \cdot H_{ст}$	№ точки	$x \cdot H_{ст}$	$y \cdot H_{ст}$
0	1,008	21	16,0	9,880
0,8	0,288	22	16,8	10,952
1,6	0,056	23	17,6	12,064
2,4	0,000	24	18,4	13,224
3,2	0,048	25	19,2	14,400
4,0	0,216	26	20,0	15,680
4,8	0,480	27	20,8	16,976
5,6	0,800	28	21,6	18,312
6,4	1,168	29	22,4	19,696
7,2	1,584	30	23,2	21,120
8,0	2,048	31	24,0	22,592
8,8	2,568	32	24,8	24,104
9,6	3,152	33	25,6	25,656
10,4	3,800	34	26,4	27,240
11,2	4,512	35	27,2	28,872
12,0	5,288	36	28,0	30,544
12,8	6,112	37	28,8	32,248
13,6	6,984	38	29,6	33,992
14,4	7,896	39	30,4	35,768
15,2	8,864	40	31,2	37,584

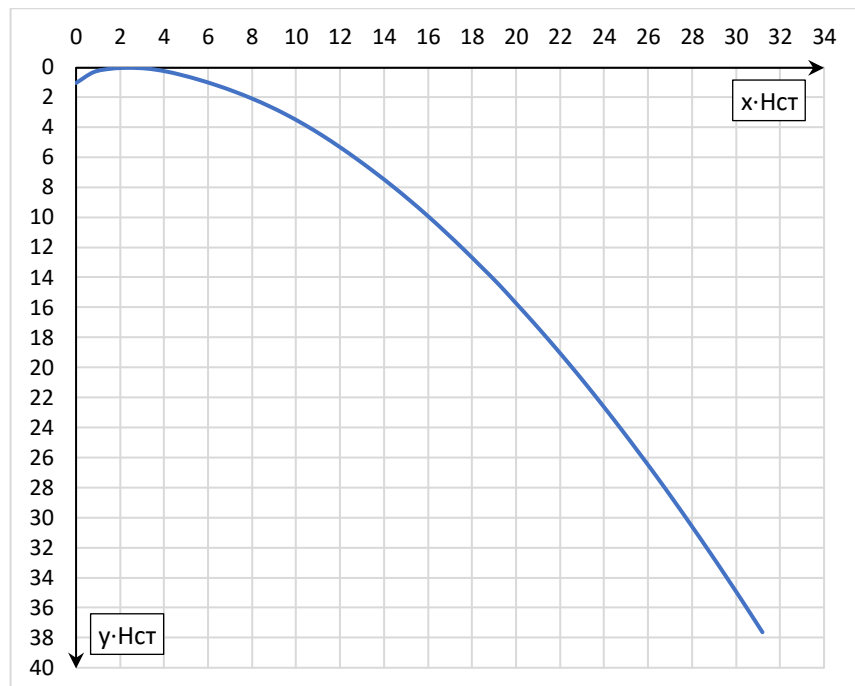


Рисунок 6.2 – Оголовок водосливной плотины

6.3.5 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С (рис 6.3). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

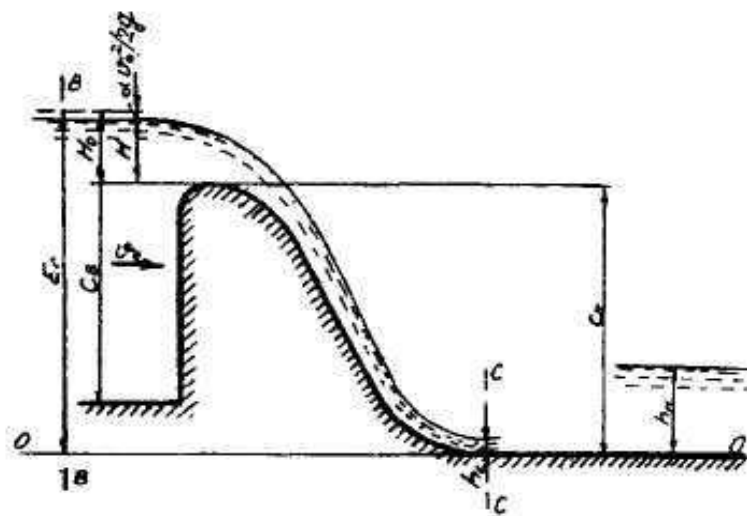


Рисунок 6.3 – Оголовок и сжатое сечение

Определяется критическая глубина:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.р}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_0)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 5504,59^2}{9,81 \cdot (140 + 9 \cdot 4)^2}} = 4,787 \text{ м.}$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 367,0 - 312,0 = 55 \text{ м,}$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{55}{4,787} = 11,49 \text{ м.}$$

По графику [5, рис. 12.3, стр. 171] определяю глубину h_c в сжатом сечении при $\varphi = 0,9$ (для водослива практического профиля с криволинейным очертанием сливной грани и гладкой поверхностью) и глубину h_c'' – второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяю $\xi_c = 0,236$ и $\xi_c'' = 2,90$

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,236 \cdot 4,787 = 1,13 \text{ м,}$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,90 \cdot 4,787 = 13,89 \text{ м,}$$

Глубина в НБ при основном расходе $Q_{1\%}$, $h_{НБ} = 7,1$ м, следовательно, прыжок отогнанный:

$$h_c'' > h_{НБ}$$

Так как в створе находится твёрдый гранит, и плотина имеет большую высоту (более 40 м). В качестве гасителя энергии выбираем свободно отброшенную струю. Струя, сходящая с носка-трамплина, отлетает на некоторое расстояние от водосброса. В месте падения образуется яма размыва. Энергия гасится за счёт преодоления струей сопротивления атмосферы в период прыжка.

6.4 Расчет элементов в нижнем бьефе

6.4.1 Расчёт отброса струи

Для водосбросных плотин на скальном основании высотой более 40 м гашение энергии сбрасываемой воды часто осуществляется способом свободно отброшенной струи. Этот способ применяется при наличии прочных скальных грунтов в основании, а также устойчивые при увлажнении грунты береговых примыканий.

Если все вышеперечисленные условия выполняются, то в конце водослива устраивают высокий уступ с носком трамплином. Основная задача проектирования – обеспечение отброса струи на расстояние безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других ГТС.

Дальность отлёта струи от плотины до входа в воду нижнего бьефа:

$$L = k_a \cdot z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \left(1 + \left(\frac{z_0}{z_1} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right) \quad (6.19)$$

где α – угол схода струи с трамплина, в данном случае: $\alpha = 30^\circ$;

φ – коэффициент скорости потока, принимаем: $\varphi = 0,9$;

$z_0 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{НБ}} = 367,0 - 318,87 = 48,13$ м,

$z_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{носки}} = 367,0 - 319,93 = 46,07$ м,

$\nabla_{\text{носки}}$ – рассчитана по кривой связи при расходе $Q_{\text{р пов}}$

k_a – коэффициент аэрации потока, можно определить, зная число Фруда:

$$Fr = \frac{v_{\text{Н}}^2}{gh_{\text{Н}}} \quad (6.20)$$

где $v_{\text{Н}}$ – скорость потока на носке;

$$v_{\text{Н}} = \varphi \sqrt{2gz_1} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 46,07} = 27,06 \text{ м/с}$$

$h_{\text{Н}}$ – высота потока воды на носке

$$h_{\text{Н}} = \frac{q_{\text{в}}}{v_{\text{Н}}} = \frac{44,4}{27,06} = 1,64 \text{ м,}$$

Таким образом число Фрудо:

$$Fr = \frac{27,06^2}{9,81 \cdot 1,64} = 45,44$$

При числах Фруда: $Fr \geq 35$ коэффициент аэрации: $k_a = 0,8 - 0,9$,
принимаем $k_a = 0,8$.

Таким образом дальность отлёта струи:

$$L = 0,8 \cdot 46,07 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \left(1 + \left(\frac{48,13}{46,07} - 1 \right) \frac{1}{0,9^2 \sin^2 30^\circ} \right) = 31,55 \text{ м}$$

Проверкой на безопасность отлёта струи, относительно гидротехнического сооружения, выступает условие:

$$L > 0,4z_0$$

$$31,55 > 0,4 \cdot 48,13$$

$$31,55 > 19,25$$

Как видно условие выполняется, а значит отметка уступа (носки) выбрана правильно.

Глубина ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}} \quad (6.21)$$

где $h_{\text{НБ}}$ – уровень воды в нижнем бьефе при основном расходе $Q_{1\%}$, $h_{\text{НБ}} = 7,1$ м;

t – определяется по следующей формуле:

$$t = (0,1 + 0,45 - \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{Н}} \quad (6.22)$$

где Fr – расчётное число Фруда, $Fr = 45,44$;

d – средняя крупность скалы, в предварительных расчётах принимается,
 $d = 1$;

$h_{\text{Н}}$ – высота потока воды на носке, $h_{\text{Н}} = 1,64$ м

Таким образом глубина ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = 22,93 - 7,1 = 15,8 \text{ м}$$

Расстояние от плотины до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg \alpha_1} \quad (6.23)$$

где α_1 – угол входа струи в воду;

$$tg \alpha_1 = \sqrt{tg^2 \alpha \frac{2g(0,5h_H \cdot \cos \alpha + a - h_{НБ})}{v_H^2 \cdot \cos^2 \alpha}} \quad (6.24)$$

где a – высота уступа над дном по предварительным расчётам равна 9 м;

v_H – скорость потока на носке, $v_H = 27,06$ м/с ;

h_H – высота потока воды на носке, $h_H = 1,64$ м;

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

Таким образом получим:

$$tg \alpha_1 = \sqrt{tg^2 30^\circ \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 1,64 \cdot \cos 30^\circ + 9 - 7,1)}{27,06^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,668$$

Расстояние до центра ямы размыва:

$$L_1 = 31,55 + \frac{22,93}{0,668} = 65,88 \text{ м}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения:

$$b_p = 2,5h_{кр} + 3,7h_{раз} = 2,5 \cdot 4,787 + 3,7 \cdot 15,8 = 70,50 \text{ м}$$

Длина ямы размыва по дну примерно равна:

$$b_{p \text{ дно}} = 2,5h_{кр} = 2,5 \cdot 4,787 = 11,97 \text{ м}$$

Уклон верхового откоса ямы размыва может быть принят 1:2,2, уклон низового откоса 1:1,5.

6.5 Конструирование основных элементов плотины

6.5.1 Определение ширины подошвы плотины

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментной плиты, т.к. несущая способность скального основания достаточно высокая. Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

При соотношении $\frac{B}{h_{пл}} = (0,6 \div 0,8)$ плотина на скальном основании будет отвечать условиям прочности и устойчивости плотины составит, принимаем:

Отметка подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (d + \delta_{\text{в}} + (2 \div 3)) \quad (6.25)$$

где d – глубина колодца;

$\delta_{\text{в}}$ – толщина водобойной плиты;

Так как способом гашения воды выбран отброс струи. То необходимость устройства водобоя отсутствует. Но следует заглубить плотину, поэтому принято решение заглубить плотину на 2 метра, таким образом:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - 2 = 312,00 - 2 = 310,00$$

Высота плотины:

$$h_{\text{пл}} = \nabla_{\text{нпу}} - \nabla_{\text{под}} = 367,00 - 310,00 = 57,0 \text{ м.}$$

Таким образом, ширина подошвы плотины равна:

$$B_{\text{под}} = 0,73 \cdot h_{\text{пл}} = 0,73 \cdot 57,0 = 41,5 \text{ м.}$$

6.5.2 Разрезка бетонной водосливной плотины швами

Швы устраивают для обеспечения монолитности плотины при неравномерной ее осадке и неравномерном распределении температуры по сечению бетонных массивов.

В плотине, возводимой на скальном основании, разрезка швами на секции производится по осям быков. Ширина секции составляет:

$$B_{\text{сек}} = b + \delta_{\text{б}} = 14 + 4 = 18 \text{ м}$$

где b – пролет водосливного фронта;

$\delta_{\text{б}}$ – толщина разрезного быка

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

6.5.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов.

Принимаются быки округлой формы, ширина и длина паза для ремонтного затвора 0,5 м, ширина паза рабочего затвора принимается 0,8 м, длина паза рабочего затвора принимается равной 1,0 м. Толщина быка между пазами 1,5 м.

Бык конструируется без сопровождения водослива с целью уменьшения веса быка, так как предварительные расчеты показали, что вес быка со стороны нижнего бьефа слишком высок.

6.5.4 Устои

Между стационарной и водосливной частью плотины устраиваем разделительный устой, для препятствия попадания воды на стационарную часть, от отброса струи.

6.5.5 Дренаж в теле бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотин предусматриваем устройство дренажа в виде вертикальных скважин, имеющих выходы в продольную галерею. Диаметр скважин принимаем 20 см, расстояние между осями дрен 2 м.

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

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр,м}} \quad (6.26)$$

где γ_n – коэффициент надежности по ответственности сооружения, в случае ГТС II класса $\gamma_n = 1,2$;

$I_{кр,м}$ – критический средний градиент напора для бетона плотины, для гравитационных плотин $I_{кр,м} = 25$;

H_d – напор над расчётным сечением, определяется по формуле:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ}_{\text{ВХК}} = 367,0 - 313,4 = 53,6 \text{ м}$$

Таким образом условие принимает вид:

$$a_{\text{др}} \geq \frac{53,6 \cdot 1,2}{25}$$

$$a_{\text{др}} \geq 2,57$$

Принимаем $a_{\text{др}} = 3$

6.5.6 Глубинные водопропускные сооружения

Для безопасного сброса воды в нижний бьеф в зимний период в случае аварии или невозможности сброса воды через поверхностный водосброс предусматриваем дополнительную секцию с глубинными водоспусками:

Пропускная способность водосброса, предназначена для работы в зимний период, должна определяться из условия обеспечения сработки полезного объема водохранилища к началу весеннего половодья.

$$V_{\text{полезн}} = 0,60 \text{ км}^3 (600000000 \text{ м}^3)$$

Время, за которое срабатывается водохранилище (4 месяцев).

$$t = 4 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60 = 10368000 \text{ с}$$

$$Q_{\text{ср}} = \frac{V_{\text{полезн}}}{t} = \frac{600000000}{10368000} = 57,87 \text{ м}^3/\text{с}$$

Расчет сечения водосброса:

$$\omega = \frac{Q_{\text{ср}}}{\mu \sqrt{2gH_{\text{ЦВ}}}}$$

где ω – площадь выходного отверстия;

μ – коэффициент расхода, принимается: $\mu = 0,8$;

$H_{\text{ЦВ}}$ – напор над центром выходного сечения:

$$H_{\text{ЦВ}} = \nabla \text{НПУ} - \left(\nabla \text{Дна} + h_{\text{пор}} + \frac{h_{\text{отв}}}{2} \right) \quad (6.27)$$

где $h_{\text{пор}}$ – высота порога над отметкой дна, принимаем 3 м;

$h_{\text{отв}}$ – высота отверстия принимаем равной 2 м;

Таким образом напор над центром выходного сечения:

$$H_{\text{ЦВ}} = 367 - \left(312 + 3 + \frac{2}{2} \right) = 51 \text{ м}$$

Площадь всех водопропускных отверстий:

$$\omega = \frac{57,87}{0,8\sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 51}} = 2,29 \text{ м}^2$$

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{\omega}{h_{\text{отв}}} = \frac{2,29}{2} = 1,14 \text{ м}$$

Разбиваем ширину водосливного фронта на стандартные отверстия:

$$B = n_{\text{отв}} \cdot b_{\text{отв}} = 2 \cdot 2 = 4 \text{ м}$$

Под донный водоспуск запроектирована отдельная секция

6.6 Определение основных нагрузок на плотину

6.6.1 Вес сооружения и затворов

Вес водосливной части плотины:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{Б}}}{b + \delta_{\text{Б}}} = \frac{1313,254 \cdot 14 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{14 + 4} = 24048,31 \text{ кН/м};$$

где $S_{\text{пл}}$ – площадь поперечного сечения плотины (рассчитано в программе AutoCad);

b – ширина пролета;

$\delta_{\text{Б}}$ – толщина быка;

$\rho_{\text{Б}}$ – плотность бетона.

Также определяем центр тяжести плотины.

Далее повторяем аналогичный расчет для быка:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{Б}} \cdot \rho_{\text{б}} \cdot g}{b + \delta_{\text{Б}}} = \frac{1804,006 \cdot 4 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{14 + 4} = 9438,56 \text{ кН/м};$$

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

$$Q_3 \approx 0,055 f \sqrt{f g} = 0,055 \cdot 133 \cdot \sqrt{133} \cdot 9,81 = 827,58 \text{ кН}$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla\Phi_{ПУ} - \nabla\Gamma_{В} + 0,5) \cdot b = (368 - 359 + 0,5) \cdot 14 = 133 \text{ м}^2$$

Приведем вес плоского затвора к 1 п.м. длины секции:

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_B} = \frac{827,58}{14 + 4} = 45,98 \text{ кН/м}$$

6.6.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

- с верхнего бьефа:

$$W_{ВБ} = \frac{(\nabla_{НПУ} - \nabla_{Под})^2}{2} \cdot \gamma_6 = \frac{(367,0 - 310,0)^2}{2} \cdot 9,81 = 15936,35 \text{ кН/м}$$

- с нижнего бьефа:

$$W_{НБ} = \frac{(\nabla_{УНБ_{\min}} - \nabla_{Под})^2}{2} \cdot \gamma_6 = \frac{(313,4 - 310,0)^2}{2} \cdot 9,81 = 56,70 \text{ кН/м}$$

6.6.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном сочетании нагрузок и воздействий.

Сила взвешивающего давления для основного сочетания нагрузок и воздействий:

$$W_{ВЗВ} = \gamma_6 \cdot B \cdot (\nabla_{УНБ_{\min}} - \nabla_{Под}) = 9,81 \cdot 41,5 \cdot (313,4 - 310,0)$$

$$W_{ВЗВ} = 1384,19 \text{ кН/м}$$

6.6.4 Сила фильтрационного давления

На основании СНиПа 2.06.06-85:

$$H_{ас} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 53,6 = 21,44 \text{ м}$$

$$H_{dr} = 0,15H_d = 0,15 \cdot 53,6 = 8,04 \text{ м}$$

$$W_{\Phi} = S_{ЭП} \cdot \gamma_В = 397,31 \cdot 9,81 = 3897,61$$

Эпюра фильтрационного давления гравитационной плотины с цементационной завесой в основании представлена на рисунке 6.4

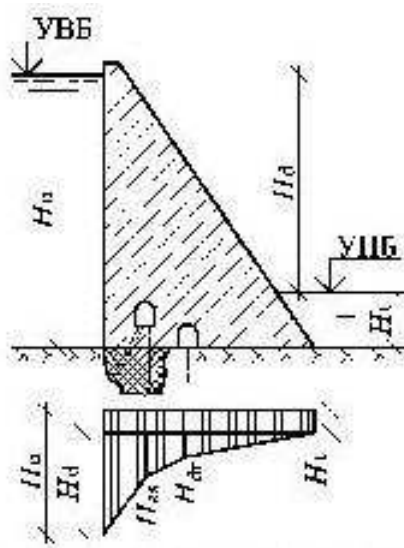


Рисунок 6.4 – Эпюра фильтрационного давления

6.6.5 Давление грунта

Давление наносов на напорную грань

$$P_H = \gamma_H^{взв} \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) \quad (6.28)$$

где: h_H - толщина слоя наносов, принимаем равное 3 м;

φ_H - угол внутреннего трения наносов, $\varphi_H = 30^\circ$;

$\gamma_H^{взв}$ - удельный вес наносов во взвешенном состоянии, принимается равным: $\gamma_H^{взв} = 10 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$;

$$P_H = 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{30}{2} \right) = 10 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м.

$$E_H = \frac{P_H \cdot h_H}{2} = \frac{10 \cdot 3}{2} = 15 \text{ кН}$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ:

$$P'_{гр} = \gamma_H^{взв} \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.29)$$

где $\varphi_{гр} = 37^\circ$; $c = 110 \text{ кПа}$

$$P'_{\text{гр}} = 10 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 110 \cdot tg \left(45 - \frac{37}{2} \right) = -102,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

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

$$P''_{\text{гр}} = \left(\gamma_{\text{н}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{н}} + \gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} \cdot h_{\text{гр}} \right) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) \quad (6.30)$$

Удельный вес взвешенного грунта

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = \gamma_{\text{гр}} - (1 - n_0) \gamma_{\text{в}} \quad (6.31)$$

где $\gamma_{\text{гр}}$ – удельный вес грунта основания, $\gamma_{\text{гр}} = 25 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$;

n_0 – пористость сухого грунта, $n_0 = 0,005$;

$h_{\text{гр}}$ – толщина слоя грунта, $h_{\text{гр}} = 2 \text{ м}$;

$\varphi_{\text{гр}}$ – угол внутреннего трения грунта, $\varphi_{\text{гр}} = 37^\circ$;

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

Таким образом получим:

$$\gamma_{\text{гр}}^{\text{взв}} = 25 - (1 - 0,005) \cdot 9,81 = 15,24 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$$

$$P''_{\text{гр}} = (10 \cdot 3 + 15,24 \cdot 2) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{37}{2} \right) - 2 \cdot 110 \cdot tg \left(45 - \frac{37}{2} \right) =$$

$$P''_{\text{гр}} = -94,65 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Численное значение равнодействующего активного давления грунта на погонный метр:

$$E_{\text{а}} = \frac{P'_{\text{гр}} + P''_{\text{гр}}}{2} = \frac{-102,2 - 94,65}{2} = -98,43 \text{ кН}$$

Так как значение равнодействующей активного давления грунта отрицательно, то его не учитываем в дальнейших расчётах.

6.6.6 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле А.Л. Можевитинова.

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (6.32)$$

где, $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_d = 16,12$;

\bar{T} – средний период волны $\bar{T} = 3,21$;

$h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности $h_{1\%} = 1,68$;

h_0 – средняя высота волны, считается по формуле:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} \quad (6.33)$$

Таким образом получим:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{3,14 \cdot 1,68}{16,12} = 0,55 \text{ м}$$

$$W_{\text{волн}} = 0,5 \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 9,81 \cdot 1,68 \cdot \left(\frac{16,12}{\pi} + \frac{0,55}{2} \right)$$

$$W_{\text{волн}} = 44,52 \text{ кН}$$

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

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{16,12}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot 1,68 = 1,94 \text{ м}$$

6.7 Оценка прочности плотины

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

Исходя из практических соображений в расчете плотины сжимающие напряжения принимаются со знаком «-», а растягивающая со знаком «+».

Для удобства расчетов составляется таблица 6.3, в которую внесены все нагрузки.

Таблица 6.3 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила, кН	Сила γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
W_{BB}	1	→	15936,35	15936,35	19	+302790,6
W_{HB}	1	←	56,70	56,70	1,133	-64,2
$G_{пл}$	0,95	↓	24048,31	22845,89	5,76	-131610,6
G_6	0,95	↓	9438,56	8966,63	8,164	-73200,9
$W_{вз}$	1	↑	1384,19	1384,19	0	0
W_ϕ	1	↑	3897,61	3897,61	11,038	+43021,8
E_H	1,2	→	15	18	3	+54
$W_{волн}$	1	→	44,52	44,52	53,14	+2365,6
q_3	0,9	↓	45,98	41,38	55,9	-2313,1

$$\sum N = G_{пл} + G_6 + q_3 - W_{вз} - W_\phi \quad (6.34)$$

$$\sum N = 22845,89 + 8966,63 + 41,38 - 1384,19 - 3897,61$$

$$\sum N = 26572,1 \text{ кН}$$

$$\sum M = 141043,1 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

Расчет краевых напряжений в горизонтальном сечении плотины у подошвы плотины (при расчете на 1 п.м.):

Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{\sum N}{B_{под}} + \frac{6 \sum M}{B_{под}^2} \quad (6.35)$$

где $\sum N$ – сумма вертикальных сил, действующих на плотину

$\sum M$ – сумма моментов всех сил, действующих на плотину

$B_{под}$ – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_y^u = -\frac{26565,7}{41,5} + \frac{6 \cdot 141398,6}{41,5^2} = -148,923 \text{ кПа}$$

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) \quad (6.36)$$

где H_d^u – напор расчетным сечением со стороны верхнего бьефа, 57;

$m_u = \text{tg} \alpha$ – тангенс угла между напорной гранью и вертикалью, 0;

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -559,17 \text{ кН/м}^2$$

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \text{ кПа}$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -148,923 \text{ кПа}$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -559,17 \text{ кПа}$$

Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{\Sigma N}{B_{\text{под}}} - \frac{6\Sigma M}{B_{\text{под}}^2} = -1131,66$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_B \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -428,744$$

где H_d^t – напор расчетным сечением со стороны нижнего бьефа, 3,4;

$m_t = \text{tg}\alpha = \text{tg}31^\circ = 0,6$ – тангенс угла между низовой гранью и вертикалью.

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = 658,983$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -1527,05$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -33,35$$

Таблица 6.4 – Краевые напряжения

Напряжение	σ_y	σ_x	τ_{xy}	σ_1	σ_3
Напорная грань	-148,92	-559,17	0,00	-148,92	-559,17
Низовая грань	-1131,66	-428,74	658,98	-33,35	-1527,05

6.8 Критерии прочности плотины и её основания

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, сооружение проверяется на прочность. Условия прочности:

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^t| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b \quad (6.37)$$

где $\gamma_n = 1,20$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая

$$\gamma_{lc} = 1;$$

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

$$R_b \geq \frac{1,20 \cdot 1 \cdot 1527,05}{0,9} = 2036 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Таким образом, предварительно принимается бетон класса В5 с расчетным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$.

$$2800 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 2036 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

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

$$\sigma_y^u < 0$$

$$-148,923 \text{ кН/м}^2 < 0$$

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_v \cdot H_d^u \quad (6.38)$$

$$148,923 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 57 = 139,79 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.9 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:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n$$

$$R = \sum N \cdot \operatorname{tg} \varphi + c \cdot \omega \quad (6.39)$$

$$R = 26572,1 \cdot 0,75 + 85 \cdot 41,5 = 22127,97 \text{ кН/м}$$

где $\operatorname{tg} \varphi = 0,75$ – тангенс угла внутреннего трения для грунта основания;

$c = 85 \text{ кН/м}^2$ – сцепление грунта основания;

$\omega = V_{\text{под}} \cdot 1 = 41,5 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчете на 1 погонный метр.

$$F = W_{\text{ВБ}} - W_{\text{НБ}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} \quad (6.40)$$

$$F = 15936,35 - 56,70 + 44,52 + 18 = 15942,16 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{22127,97 \cdot 0,95}{15942,16 \cdot 1} \geq 1,318$$

$$1,32 \geq 1,318$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости и не превышает 10% запас прочности (1,32). Значит, плотина устойчива.

7 Технико-экономическое обоснование

7.1 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

7.1.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Проектирование ГЭС предполагает выполнение различных этапов, которые охватывают большой спектр разнообразных работ, начиная созданием котлована и заканчивая установкой оборудования.

Таблица 7.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2030	2031	2032	2033	2034
Установленная мощность	МВт	168	168	168	168	168
Число часов использования установленной мощности	Часы	4217	4217	4217	4217	4217
Выработка электроэнергии за год	МВт·ч	708456	708456	708456	708456	708456
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	7084,56	7084,56	7084,56	7084,56	7084,54
Объём реализации электроэнергии за год	МВт·ч	701371	701371	701371	701371	701371
Тариф на электроэнергию	руб/МВт·ч	1318	1346	1375	1404	1434
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб	924,41	944,05	964,39	984,73	1005,77
НДС к выручке	млн.руб	154,07	157,34	160,73	164,12	167,63

Как можно заметить, проектируемый гидроузел имеет довольно небольшое число часов использования, что отрицательно влияет на годовую выработку. Так же можно проследить уверенный рост выручки, при неизменном объеме реализации. Что не может не придать уверенности в необходимости данного проекта.

7.1.2 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. Текущие расходы посчитаны с учётом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унифицирования исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозов на среднесрочный и долгосрочный этап жизни проекта компании ОАО «РусГидро», а также всем дочерним организациям и зависимыми организациями ДЗООАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, условий и допущений, необходимых для подготовки расчётов в рамках формирования прогнозных документов.

Текущие расходы влияют на себестоимость продукции, так как характеризуют величину затрат на единицу продукции.

В нашем случае текущие 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 определены по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, и т.д.) ГЭС определяем на 1 МВт установленной мощности.

Таблица 7.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	514,7
Прочие	274,0	552,4
Итого по ГЭС	529,2	1067,1

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт представлены в таблице 7.3

Таблица 7.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта, год	Величина, %
От 1 до 5	0,06
От 6 до 16	0,09
От 17 до 26	0,14
Свыше 26	0,2

Учитываются услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии с едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро». Данные представлены в таблице 7.4

Таблица 7.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО-ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	22,74
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 , тыс.руб/МВт·ч	1,59
ЦРФ (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/МВт·ч	0,46
Итого		24,79

Таблица 7.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	Год реализации проекта				
	2030	2031	2032	2033	2034
Амортизационные отчисления, млн.руб	31,63	31,67	41,98	44,65	54,10
Расходы на страхование, млн.руб	29,88	29,88	40,68	43,18	52,15
Эксплуатационные затраты, млн.руб	88,92	88,92	88,92	88,92	88,92
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб	2,80	2,80	3,81	4,05	4,89
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб	24,80	24,80	24,80	24,80	24,80
Налог на воду, млн.руб	17,56	19,16	19,16	19,16	19,16
Итого, млн.руб	195,60	197,23	219,35	224,76	244,01

Повышение затрат по гидроузлу в исследуемый период можно объяснить увеличением расходов на страхование, поскольку стоимость имущества увеличивается (закупается и монтируется новое оборудование, подключается обслуживающий персонал)

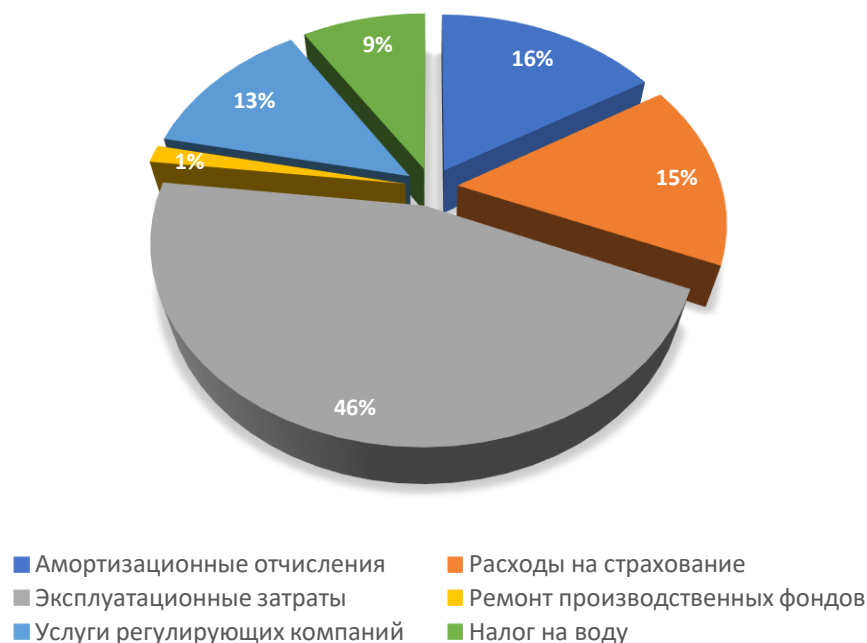


Рисунок 7.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Нельзя не отметить, что большая часть текущих затрат приходится на эксплуатационные отчисления, это объясняет факт запуска производства электроэнергии, а значит сопутствующие пусковые работы, настройки, наладки и прочее. В дальнейшем картина поменяется, и большую долю затрат будет занимать амортизация, что характерно для капиталоемкого производства.

7.1.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы показывают отток денежных средств после строительства Майской ГЭС. Налогообложение является важным средством наполнения бюджета края и страны и осуществляется в соответствии с Налоговым Кодексом РФ

Таблица 7.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2031	2032	2033	2034	2035
Налог на прибыль, млн.руб	296,97	297,89	303,51	305,04	307,28
НДС, млн.руб	15,37	117,99	291,69	177,81	205,83
Взносы в социальные фонды, млн.руб	19,62	19,62	19,62	19,62	19,62
Налог на имущество, млн.руб	66,06	83,86	89,12	110,98	128,43
Итого, млн.руб	398,02	519,37	703,94	613,46	661,16

Государство оказывает серьезное налоговое давление, которое возросло с ростом НДС в 2019 году. Что прослеживается в таблице 7.6.

7.2 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль, является конечным результатом от реализации электроэнергии генерирующей компании. В конечном итоге она представляет собой разницу между ценой продукции и себестоимостью.

Таблица 7.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2030	2031	2032	2033	2034
Выручка (нетто), млрд.руб	1,65	1,68	1,72	1,75	1,79
Текущие расходы, млрд.руб	0,20	0,20	0,22	0,22	0,24
ЕВИТА (Валовая прибыль), млрд.руб	1,45	1,48	1,50	1,53	1,55
ЕВИТ (прибыль от налогообложения), млрд.руб	1,45	1,49	1,49	1,52	1,53
Скорректированный налог на прибыль, млрд.руб	0,024	0,025	0,025	0,025	0,025
НОРАТ (чистая прибыль), млрд.руб	1,43	1,46	1,46	1,49	1,50
Ставка налога на прибыль, %	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00

Для большей наглядности представим график чистой прибыли с начала строительства (рис. 7.2). Как видно после ввода в эксплуатацию первого гидроагрегата (2029-2030 г) наблюдается рост чистой прибыли, проект начинает себя окупать. Дальнейший ввод мощностей лишь наращивает прибыль.

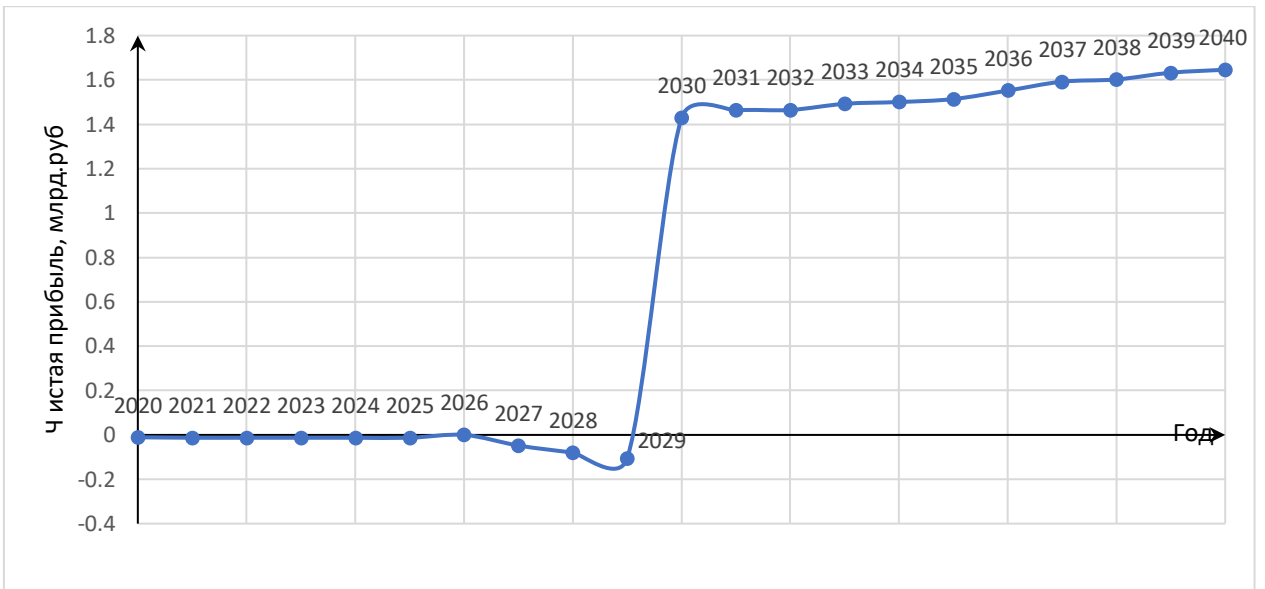


Рисунок 7.2 – Чистая прибыль, млрд. руб.

Отток денежных средств в первые годы реализации проекта связан с подготовительными работами. Затем после выхода ГЭС на полную мощность растёт объём продаж электроэнергии и мощности, что приводит к росту чистой прибыли.

7.2.1 Анализ денежных потоков

На рисунке 7.3 представлен график Cash-Flow с указанием укрупненных этапов строительства станции

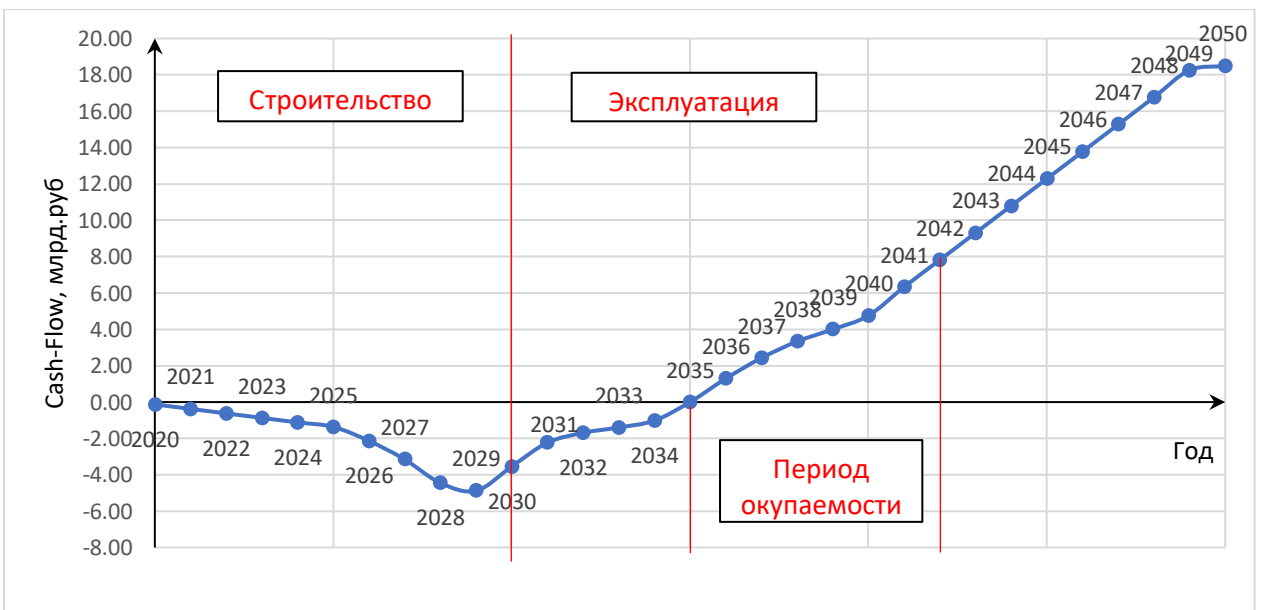


Рисунок 7.3 – График Cash-Flow

Строительный период составляет около 10 лет. Как видно первая часть графика в начальный период находится в отрицательной стороне, что является особенностью ГЭС средней мощности, а именно к высоким удельным капиталовложениям. Как видно по графику через 7 лет проект полностью покрывает затраты на его строительство.

7.3 Оценка инвестиционного проекта

Главная цель инвестиционного проекта заключается в целесообразности реализации проекта с точки зрения заказчика. (Выдержка из Приложения к приказу ОАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»)

7.3.1 Методология, исходные данные

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

1. Чистый, дисконтированный доход (NPV);
2. Индекс прибыльности (PI);
3. Срок окупаемости (PP)

Расчет показателей эффективности проекта выполняется в соответствии со следующими нормативными документами:

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.

с) 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 Майской ГЭС составляет 20 лет, что соответствует сроку службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся в 1 кв. 2020 года.
- 3) Предполагается что в течении прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации существующих правил и законов.

7.3.2 Коммерческая эффективность

Коммерческая эффективность отражена в показателях, представленных в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Показатели эффективности реализации проекта Майской ГЭС

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,60
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес	305
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб	337,062
Индекс прибыльности – PI, руб	1,13
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	12,84
Себестоимость эл. энергии, руб/кВт·ч	1,61
Удельные капиталовложения, руб/кВт	69596,89
Удельные капиталовложения \$/кВт	1070,72

7.3.3 Бюджетная эффективность

Показатели бюджетной эффективности, отражают влияние результатов проекта на доходы федерального и регионального бюджета. Доходная часть бюджетов разных уровней формируется за счёт налоговых отчислений, которые представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Год	2030	2031	2032	2033	2034
В федеральный бюджет, млн.руб	262,38	331,49	435,04	614,36	502,00
В региональный бюджет, млн.руб	66,71	66,06	83,86	89,12	110,98
Налоговые поступления, млн.руб	329,09	397,55	518,90	703,48	612,99

Как видно наблюдается рост налоговых отчислений, это объясняется вводом новых мощностей, а следовательно, к увеличению продажи электроэнергии и мощности.

7.3.4 Анализ чувствительности

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

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

- 1) Ставки налогов (рис. 7.4)
- 2) Объёма сбыта (рис. 7.5)
- 3) Ставки дисконтирования (рис 7.6)

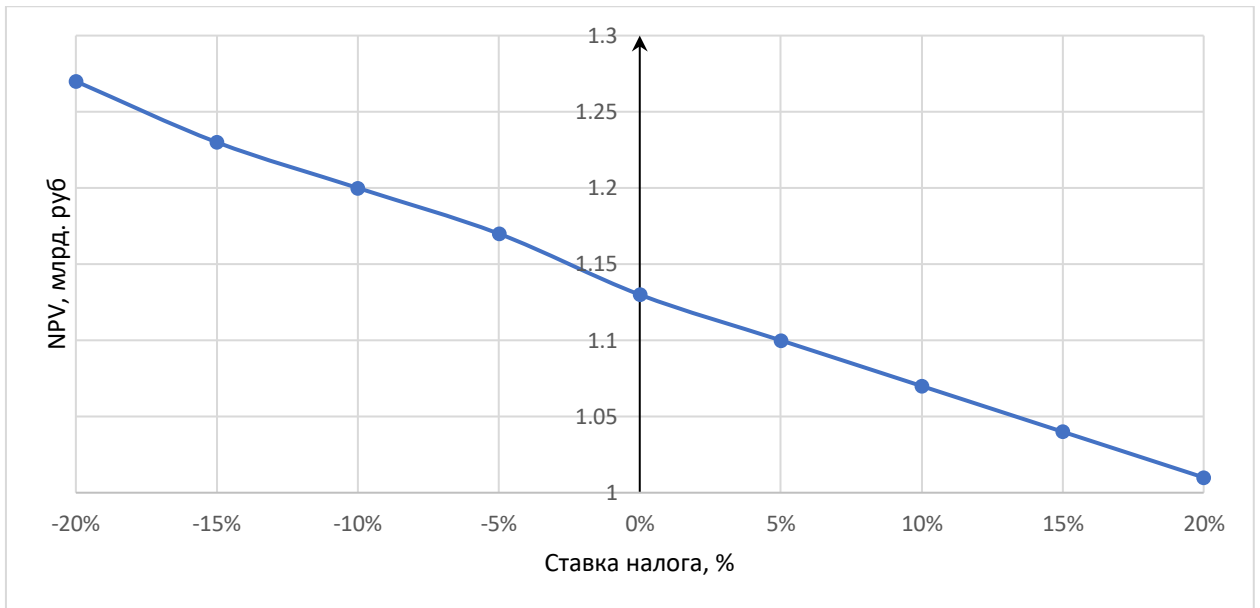


Рисунок 7.4 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки налогов

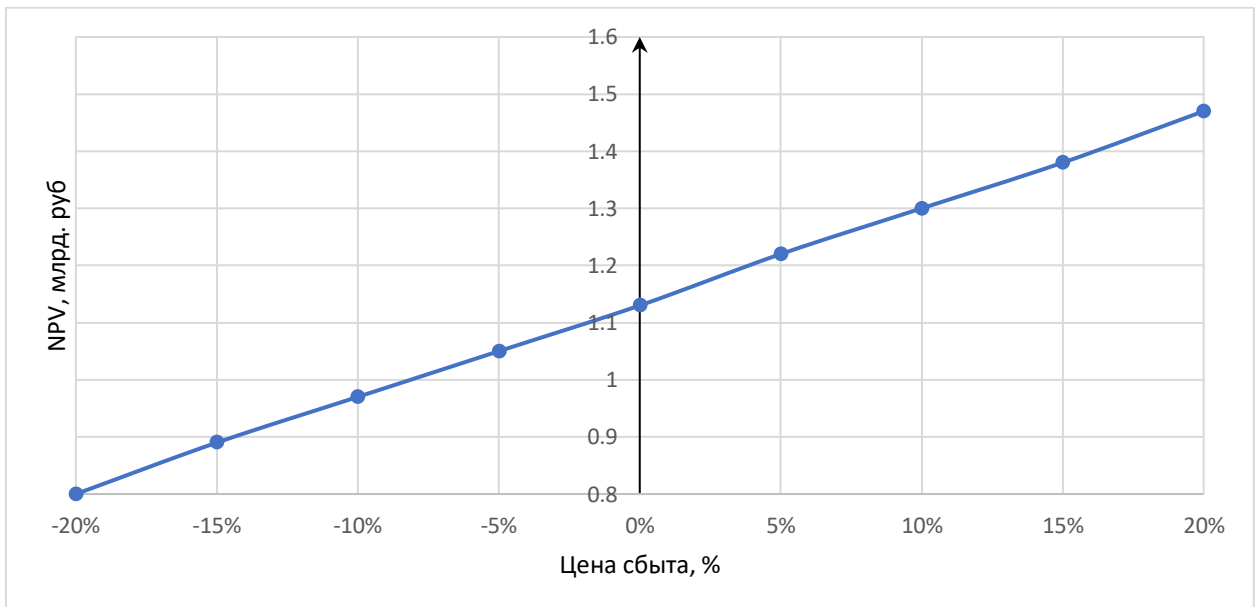


Рисунок 7.5 – Сумма NPV в зависимости от изменения цены сбыта

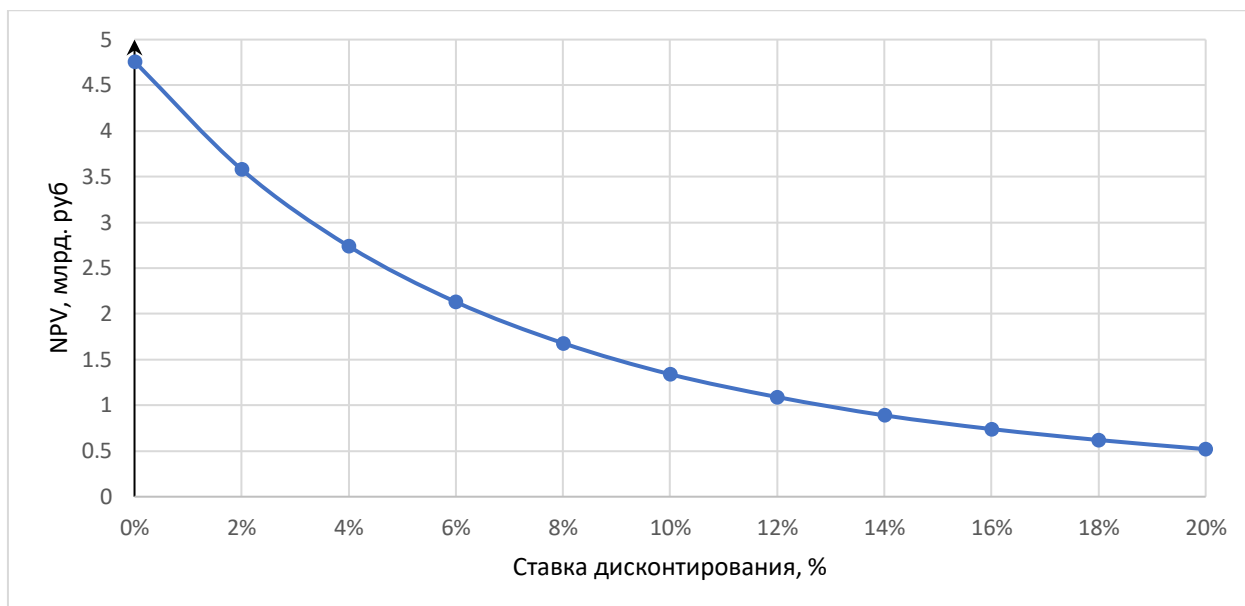


Рисунок 7.6 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования.

Хочется отметить следующие закономерности:

- Увеличение ставки налогов приводит к уменьшению доходности проекта.
- Увеличение объёма инвестиций приводит к уменьшению доходности проекта
- Увеличение ставки дисконтирования приводит к уменьшению доходности проекта.
- Максимальное влияние на индекс доходности влияет ставка дисконтирования и цена сбыта продукции.

8 Мероприятия по охране труда, пожарной безопасности и обеспечению экологической чистоты проектируемой станции

8.1 Требования по охране труда и технике безопасности для работников Майской ГЭС

8.1.1 Опасные производственные факторы, действующие на предприятии

К опасным производственным факторам относятся:

- Наличие движущихся частей приводов и механизмов;
- Наличие токоведущих частей машин и оборудования, находящихся под напряжением;
 - Наличие больших объёмов масла в маслохозяйстве и оборудовании;
- Наличие оборудования, при нормальной работе которого используется элегаз SF₆;
- Повышенный шум и вибрация;
- Низкие температуры воздуха в зимний период.

Работникам ГЭС выдаются в полном объёме средства защиты и спецодежда. Работники станции в обязательном порядке должны использовать её в рабочей деятельности.

При работе установок с элегазом используется сигнализация, указывающая на утечку газа.

При ремонтных работах устанавливаются защитные ограждения, а также вывешиваются соответствующие плакаты.

Все движущиеся части и оборудование, имеющие открытые токоведущие части, ограждаются стационарными ограждениями.

8.1.2 Обязанности работника Майской ГЭС в части охраны труда

До начала выполнения работ рабочий обязан:

- Пройти предварительный медицинский осмотр; при этом должен сообщить медицинской комиссии все данные о состоянии своего здоровья;
- Пройти при поступлении на работу, связанную с повышенной опасностью или ответственностью за безопасность, специальное психофизиологическое тестирование;
- Приступить к выполнению своих обязанностей только при положительном заключении медицинской комиссии или положительном результате тестирования на предмет возможности выполнять определенные работы по состоянию здоровья;
- Получить инструктажи по безопасности производства работ:
 - Вводный – у работников службы охраны труда предприятия,
 - Первичный – у руководителя подразделения по отдельным программам с фиксацией в специальных журналах под роспись, инструктирующих и инструктируемого;
 - Повторный – от непосредственного руководителя работ;
 - Целевой.
- Получить на руки под роспись инструкцию (инструкции) по охране труда по своей профессии, по безопасному производству определенных работ и другие нормативные документы по охране труда;
- Пройти теоретическое и производственное обучение по охране труда через службу охраны труда и технике безопасности;
- Пройти проверку знаний норм охраны труда по своей профессии и видам поручаемых работ, получить при этом удостоверение с результатами проверки знаний;
- Пройти, если это необходимо, до начала самостоятельной работы стажировку и дублирование по своей профессии или виду работ;

- Пройти специальную подготовку по оказанию первой помощи при несчастных случаях и травм на производстве;
 - Проверить перед началом работы на своем рабочем месте наличие, комплектность и исправность необходимых средств защиты, приспособлений, ограждающих устройств, инструмента, приборов контроля и безопасности; сообщить своему непосредственному руководителю об имеющихся недостатках;
- Работник не может приступать к работе, если не выполнен хотя бы один из предыдущих пунктов.

Подготовку рабочих мест с точки зрения техники безопасности осуществляет оперативная служба, служба охраны труда и другие, допущенные к данной деятельности службы.

Работник должен немедленно прекратить работу в случае проявления аварийной ситуации, опасности повреждения своего здоровья или здоровья окружающих людей или их гибели.

По окончании работы работник должен убрать рабочее место, сдать полученные средства защиты и инструмент и доложить об окончании работ своему непосредственному руководителю.

Все работы на Майской ГЭС производятся по нарядам-допускам, распоряжениям. Самовольное производство работ не допускается.

8.2 Противопожарная безопасность

Комплекс мероприятий по предотвращению пожара, ограничению его распространения и средства пожаротушения на гидроэнергетических объектах предусматривается в соответствии с Федеральным законом о «Пожарной безопасности», государственными и ведомственными нормативными документами. Охрана труда и техника безопасности на предприятии, а также, обучение пожарной безопасности для персонала и руководителей.

Территория Майской ГЭС находится в малонаселенной зоне, поэтому предусматривается устройство пожарной части в непосредственной близости от станции, который будет обслуживать как гидроузел, так и близлежащие населенные пункты.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием объекта.

Объектами автоматического водяного пожаротушения Майской ГЭС являются:

- Гидрогенераторы;
- Кабельные сооружения;
- Станционное маслохозяйство;
- Подпультные помещения;

На генераторах ГЭС устанавливаются электрические защиты, сигнализирующие о наличии возгорания. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых вылетов обмоток статора размещают кольцевые трубопроводы с дренчерными оросителями. Включение системы пожаротушения – автоматическое, с действием от защит внутренних повреждений обмоток статора.

Для трансформатора предусматривается маслоприемник без отвода масла.

В туннелях с кабелями из сшитого полиэтилена 220 кВ предусматривается установка датчиков пожаротушения. На каждые 50 м туннеля предусмотрен 1 датчик. Сооружения предусматривают водяную автоматическую систему пожаротушения. Один раз в сутки лицами, за которыми закреплены данные сооружения, должен производиться обход и осмотр.

Все кабельные коридоры, туннели с кабелями 0,4-10 кВ должны иметь противопожарные стенки, делящие их на секции. Наличие сквозных отверстий между секциями 1 коридора (туннеля) не допускается. Проходы между секциями

осуществляются путем установки несгораемых герметичных дверей. Прокладки кабелей сквозь стены должны быть герметично заделаны.

Масляное хозяйство с резервуарами, маслоочистительной и регенерационной аппаратурой, входящее в состав технологических установок электростанции, трансформаторной мастерской, размещается в сооружении гидроузла. Масляное хозяйство как источник повышенной опасности предусматривает устройство новейших автоматических противопожарных защит с откачкой воздуха из помещений с автоматическими и дистанционным ручным управлением.

Для тушения трансформаторов необходимо предусмотреть установку пенообразовательных установок. На подстанции построенной рядом необходимо иметь запас воды для тушения трансформаторов в течении 30 минут. Тушение осуществляется с помощью кольцевых трубопроводов с дренчерными оросителями, которые образуют водяную завесу вокруг трансформатора.

Источником водоснабжения систем пожаротушения, является верхний бьеф.

Противопожарные трубопроводы обеспечивают непрерывную подачу воды в противопожарную систему, они закольцованы и разделены секционными задвижками. Трубопроводы постоянно заполнены водой, расположены в помещениях с температурой не менее +5°C, прокладка производится открыто. Запорно-пусковые устройства устанавливаются по одному на каждый объект пожаротушения, на каждый объект без резерва.

Автоматизируются следующие действия:

- Пуск рабочих пожарных насосов при открытии любого запорно-пускового устройства по импульсу;
- Поступающему от датчика пожаротушения любого защищаемого объекта;
- Пуск резервного насоса в случае отказа рабочего насоса или не срабатывания системы;

- Пуск пожаротушения в течение установленного времени по импульсу электроконтактного манометра на трубопроводе;
- Остановка насосов после прекращения пожара и закрытия запорно-пускового устройства через определенное время;
- Пуск насосов при опробовании дистанционно;
- Сигнализировать персоналу о пусках рабочего и резервного насосов;
- Об отсутствии напряжения питания насосов.

Каждое помещение (кабинеты ИТР, РУСН, КРУЭ и т.п.) на Майской ГЭС должно быть оснащено инструкцией по пожарной безопасности, актуальной для каждого конкретного помещения. В данной инструкции должны отражаться: правила ПБ, номера НСС, дежурной пожарной части. Также все помещения оснащаются средствами первичного пожаротушения в необходимом для этого объеме. За каждым помещением должно быть закреплено лицо, ответственное за противопожарную безопасность. Курение на территории станции разрешается только в специально отведенных для этого местах.

Разработаны Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий, в которых изложены основные организационные и технические требования по пожарной безопасности. Подготовка ИТР, рабочих и служащих Майской ГЭС по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- Вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- Проводимые в структурных подразделениях регулярные инструктажи (первичный, периодический, внеплановый и целевой), в тематику которых включаются вопросы пожарной безопасности;
- Специальная подготовка персонала;
- Занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- Проведение противопожарных тренировок с участием пожарных;

- Повышение квалификации в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых конференций по противопожарной защите;
- Изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности.

Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются «Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства».

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

Занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала проводятся в целях углубления знаний по пожарной безопасности с учетом особенностей технологического процесса производства, средств и методов борьбы с пожарами по специально разработанным программам. По окончании подготовки по пожарно-техническому минимуму персонал сдает зачеты, которые оформляются соответствующим документом.

В целях выявления нарушений противопожарного режима и правил пожарной безопасности в технологических процессах энергетических предприятий, а также привлечения персонала к проведению профилактических противопожарных мероприятий, на предприятии будут создаваться пожарно-технические комиссии.

8.3 Охрана природы

8.3.1 Общие сведения о районе строительства

Майский гидроузел расположен в Хабаровском крае на реке Мая. Левый и самый крупный приток реки Уды.

Образуется слиянием рек Аюмкан и Кун-Маньё на южных склонах Станового хребта. Площадь бассейна 15300 км². Длина реки 363 км.

Довольно широкая горная, таёжная река с быстрым течением. Русло извилистое, делится на протоки. Долина практически не заселена. Впадает в реку Уду возле села Удское.

Питание реки, снеговое и дождевое. В связи с этим наблюдается достаточно длительное половодье, а так-же довольно большим стоком в остальное время года. Ледоход бывает не каждый год, в теплые годы при длительных положительных температурах ледоход не устанавливается совсем. Чаще ледяной покров образуется путем смерзания постепенно расширяющихся заберегов противоположных берегов. Средняя температура января от -22°C на юге и до -40°C на севере, на побережье от -18°C до -24°C . Абсолютный минимум температуры даже на юге края достигает -50°C . Лето жаркое и влажное. Средняя температура июля на юге $+20^{\circ}\text{C}$, на севере около $+15^{\circ}\text{C}$. Годовая сумма осадков колеблется от 400—600 мм на севере и до 600—800 мм на равнинах и восточных склонах хребтов.

Берега реки сложены лессовидными суглинками, что служит природным источником поступления взвешенных веществ в реку. Так как река слабо заселена, этот фактор является единственным.

Растительность территории в районе строительства Майской ГЭС редка из-за особенностей рельефа климата. По берегам реки лес присутствует. Отмечаются обилие ельника, ольхи.

В районе площадки строительства Майского ГУ обитает 72 вида охотничьих ресурсов. Из них 33 вида млекопитающих, 39 видов птиц. Основными видами являются:

- копытные - лось, олень благородный, олень пятнистый, косуля, кабан, лань;
- пушные - заяц-русак, сурок, барсук, лисица, енотовидная собака, волк, шакал, ондатра;
- птицы – перепел, серая куропатка, фазан, горлица, вяхирь, гуси (серый и белолобый), утки (кряква, нырок красноголовый, чирок-трескунок).

К краснокнижным, редким и исчезающим видам относятся: Амурский тигр, медведь, лесной кот, солонгой, красный волк. Поэтому, начиная с первого года строительства, и на протяжении всего периода эксплуатации необходимо проводить мониторинг численности краснокнижных и редких видов для разработки мероприятий по минимизации воздействия объектов Майского гидроузла на краснокнижные и редкие виды животных, а также определить мероприятия по компенсации ущерба этим видам от строительства гидроузла.

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

8.3.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Майского ГУ выполняются следующие виды работ:

- Выемка грунта;
- Отсыпка перемычек;
- Подготовка строительной площадки к строительству;
- Расчистка и планировка территории;
- Возведение временных построек
- 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.

Воздействия на окружающую среду в период строительства:

- Создание водохранилища;
- Трансформация ландшафтов;
- Климатические изменения;
- Подготовка ложа, путём очистки свода леса и санация территории;
- Выбросы загрязняющих веществ на этапе строительства.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

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

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;
- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин;

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 1.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

- На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

- Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

- Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

- Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

- Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

- Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

- Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

8.3.3 Отходы образующиеся при строительстве

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

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме

Код отходов по ФККО – 2015 8 22 201 01 21 5

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

где N - объем бетонных работ, м³ (1222774 м³)

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

ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5 \text{ т/м}^3$)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{1222774 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 55024,8 \text{ т}$$

Код отходов по ФККО – 2015 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),

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

где N - количество арматуры, т (145 т)

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$)

ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³)

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{145 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 2,9 \text{ т}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 55024,8 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 2,9 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации так как черный металл является вторичным ресурсом, его можно использовать для переплавки.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

9 Аппроксимация сложных кривых связи в нижнем бьефе гидростанции

9.1 Постановка проблемы

В настоящее время на гидростанции используют устаревшие методы обработки данных, в данном конкретном случае рассмотрим работу с данными графиков кривых в нижнем бьефе. В порядке текущей эксплуатации, а также необходимых проверок составляются акты, в которые заносятся все основные параметры, в том числе и кривые связи в нижнем бьефе. Для расчёта водного режима сотрудники снимают показания пользуясь печатными актами и линейками, интерполируя значения вручную. Как можно понять данный метод сбора данных вносит сразу две погрешности:

Во-первых, субъективная погрешность, это погрешность, связанная с человеком, его индивидуальными особенностями зрительных органов.

Во-вторых, погрешность, обусловленная линейкой или иным другим инструментом.

Таким образом существует проблема в части обработки данных с бумажных носителей в цифровую форму, для расчётов в специализированных программах.

9.2 Кривые связи для расчёта

В качестве примера возьмём зависимости уровней воды от расходов р. Енисей в створе рп. Черёмушки (ниже мостового перехода) в условиях подпора от Майнковского ГУ, представленные на рисунке 9.1

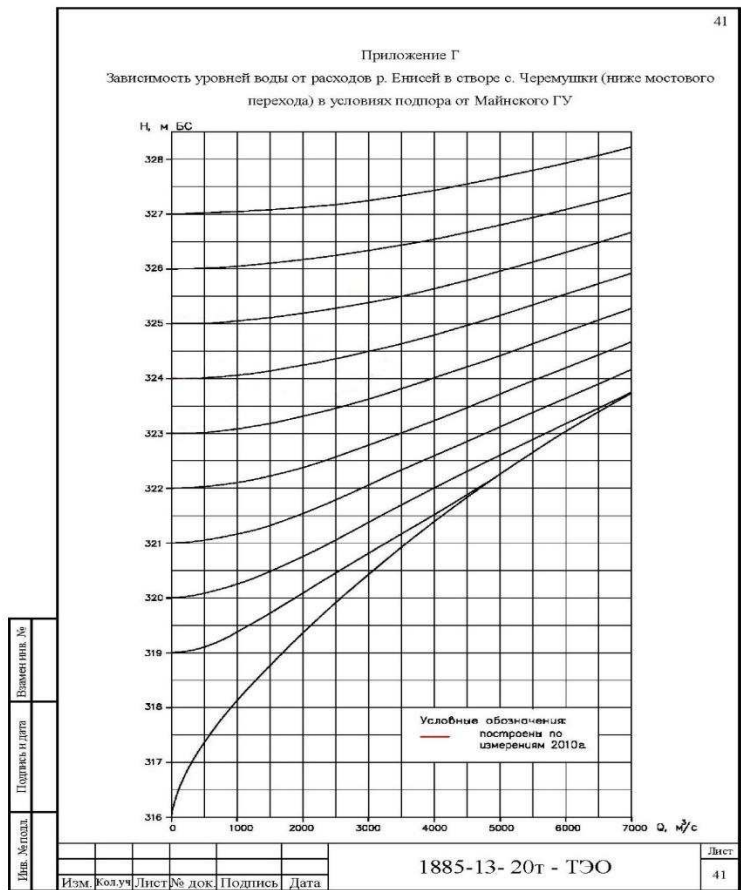


Рисунок 9.1 – Зависимости отметок от расходов р. Енисей

Как видно кривые участки различной кривизны, и различного уклона относительно осей.

Данные кривые были оцифрованы и перенесены в Excel (рис 9.2)

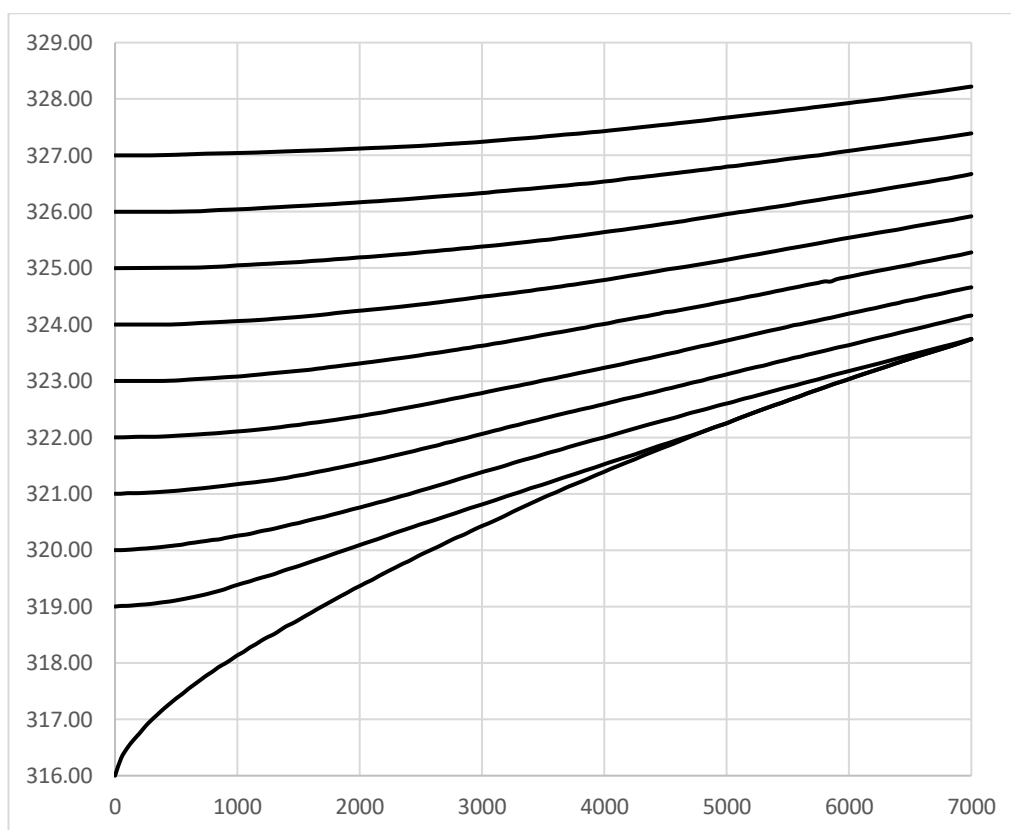


Рисунок 9.2 – Оцифрованные кривые СШГЭС

Итак, у нас есть два пути решения данной задачи:

1) Составить универсальное уравнение, по которому можно будет определять любую отметку при любом подпоре со стороны нижнего бьефа и при любом расходе реки.

2) Построить аппроксимирующую кривую, которая будет удовлетворять всем графикам при различных граничных условиях

Так как первый путь решения данной задачи, скорее относится к Нобелевским лауреатам, нежели какой-то реальной реализации и пользы на производстве, мы идём более простым вариантом.

Рассмотрим метод решения, которые теоретически мог бы решить нашу задачу

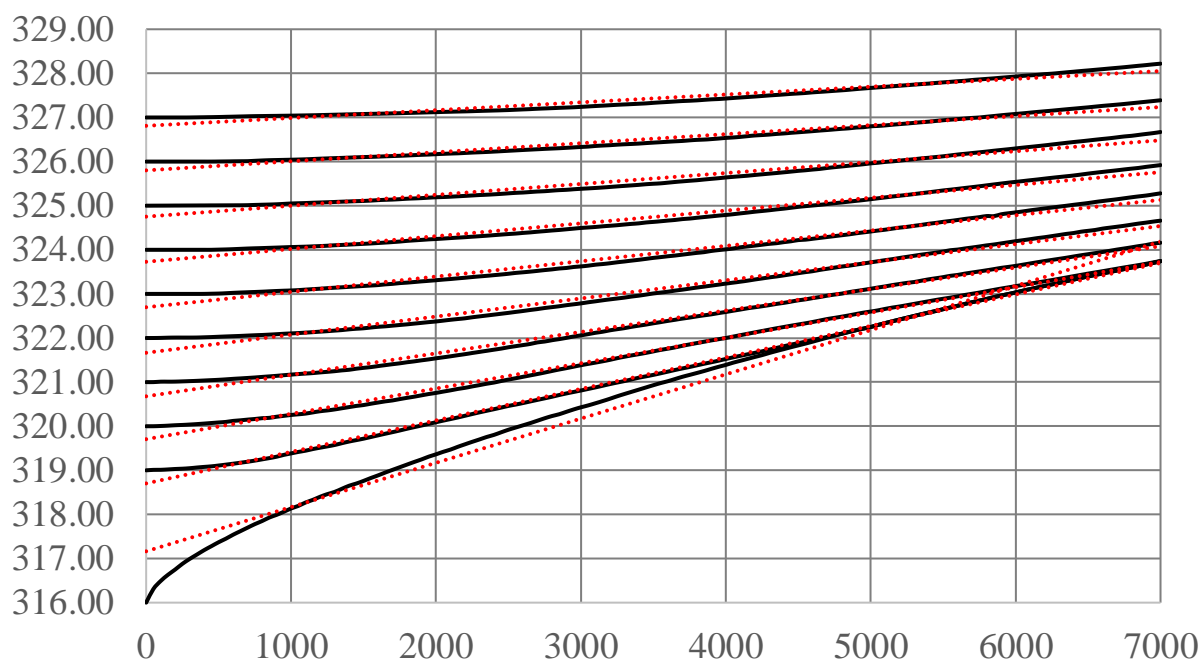


Рисунок 9.3 – Линии регрессии

Первый способ, это построение линий регрессии. Но в данном решении (рис 9.3.) есть случаи потери данных и некорректных величин. Говоря проще, мы теряем часть реальных данных.

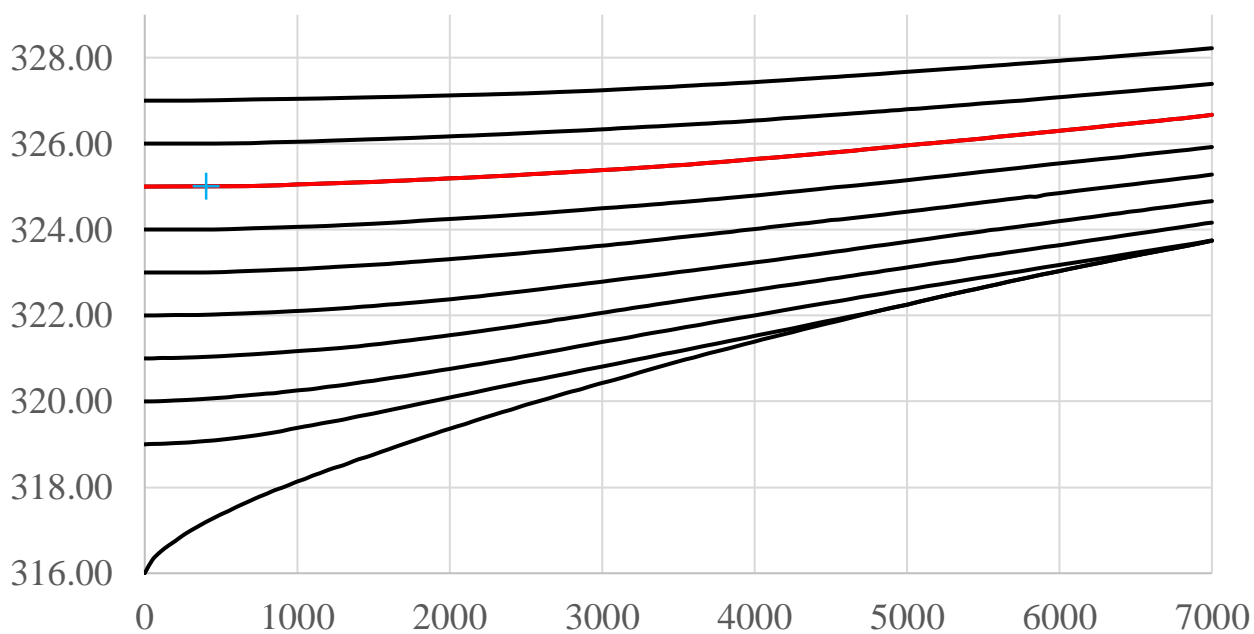


Рисунок 9.4 – Интерполяция

Как видно линии интерполяции (рис. 9.4) уже более корректны и более информативны. Но нам необходим универсальный вариант, который будет применим на производстве.

9.3 Сплайн интерполяция

В данном случае нет необходимости учитывать поведение кривой, а также на нас не влияет количество точек экстремума.

Интерполяционные сплайны 3-го порядка – это функции, состоящие из кусков многочленов 3-го порядка. В узлах сопряжения обеспечивается непрерывность функции, ее первой и второй производных.

Аппроксимирующая функция составляется из отдельных многочленов, как правило, одинаково небольшой степени, определенных каждый на своей части отрезка.

Пример функции кубического сплайна:

$$A(x) = a_i + b_i(x - x_i) + c_i(x - x_i)^2 + d_i(x - x_i)^3 \quad (9.1)$$

Для нахождения коэффициентов (a_i, b_i, c_i, d_i) необходимо задаться граничными условиями, которые позволят однозначно определить коэффициенты:

В узлах функции, то есть в известных нам точках кривая должна принимать известные нам значения:

$$A(x_i) = y_i \quad (9.2)$$

$$A(x_{i-1}) = y_{i-1} \quad (9.3)$$

Сплайн должен быть непрерывен, а значит данные внутренних точек должны иметь равные первые и вторые производные:

$$A'_i(x_i) = A'_{i+1}(x_i) \quad (9.4)$$

$$A''_i(x_i) = A''_{i+1}(x_i) \quad (9.5)$$

Так же не стоит забывать про так называемые «Естественные» краевые условия, а именно начало сплайна:

$$A'_1(x_0) = 0 \quad (9.6)$$

$$A''_m(x_m) = 0 \quad (9.7)$$

Таким образом получаем систему линейных алгебраических уравнений, решив которую мы получим однозначное определение положения точек,

соответствующее графику. К сожалению, в стандартном пакете Microsoft Excel данный метод не применяется, поэтому используя VBA (Visual Basic for Applications), это упрощенная версия Visual Basic, встроенная в множество продуктов линейки Microsoft Office задаем там уравнения и условия приведённые выше.

9.4 Итог работы

Нам удалось построить кубический сплайн по заданным координатам, теперь встаёт вопрос каким образом собрать данные именно с нужной нам кривой.

Для это пользуемся функцией, которую мы задали в VBA, на предыдущем этапе (рис. 9.5):

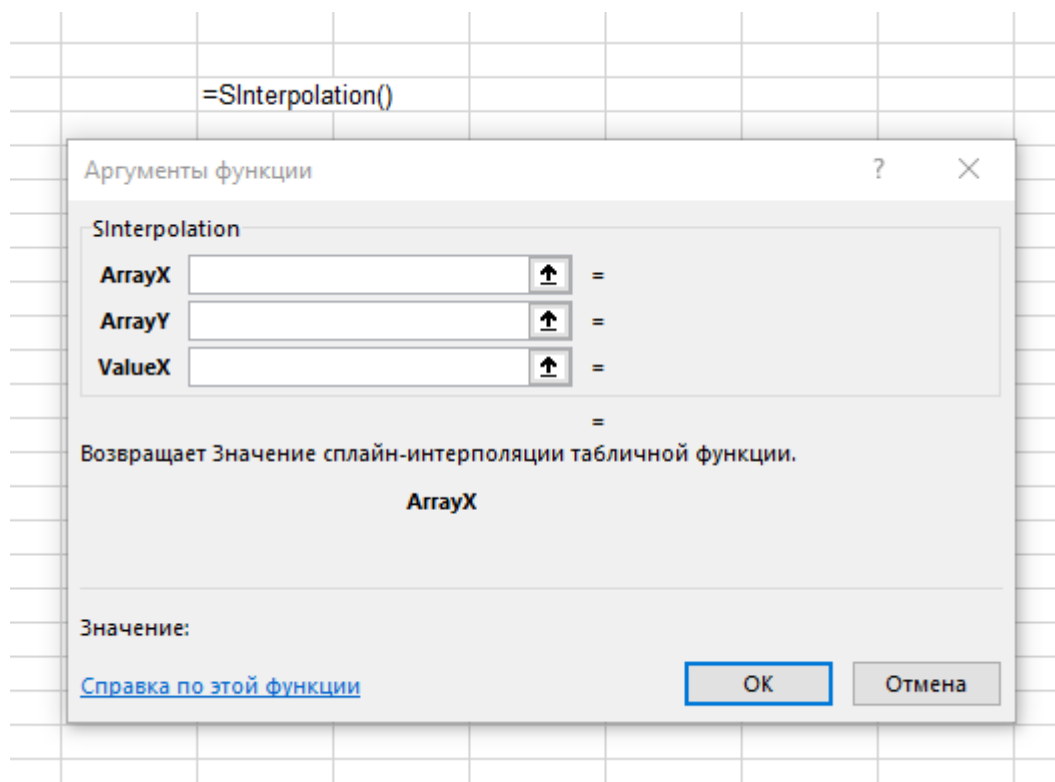


Рисунок 9.5 – Диалоговое окно аргументы функции

SInterpolate (XArray, YArray, XValue)

Где предлагается заполнить три ячейки

XArray – массив координат X в нашем случае это координаты расходов

YArray – массив координат Y в нашем случае это координаты отметок
XValue – ячейка с необходимым параметром X, для нас это ячейка в которую мы будем вводить интересующий нас расход

Результатом же работы данной функции будет координата отметки при заданном нами расходе (рис 9.6).

Подпор	Q нб	ZНБ
325	400	325,0059

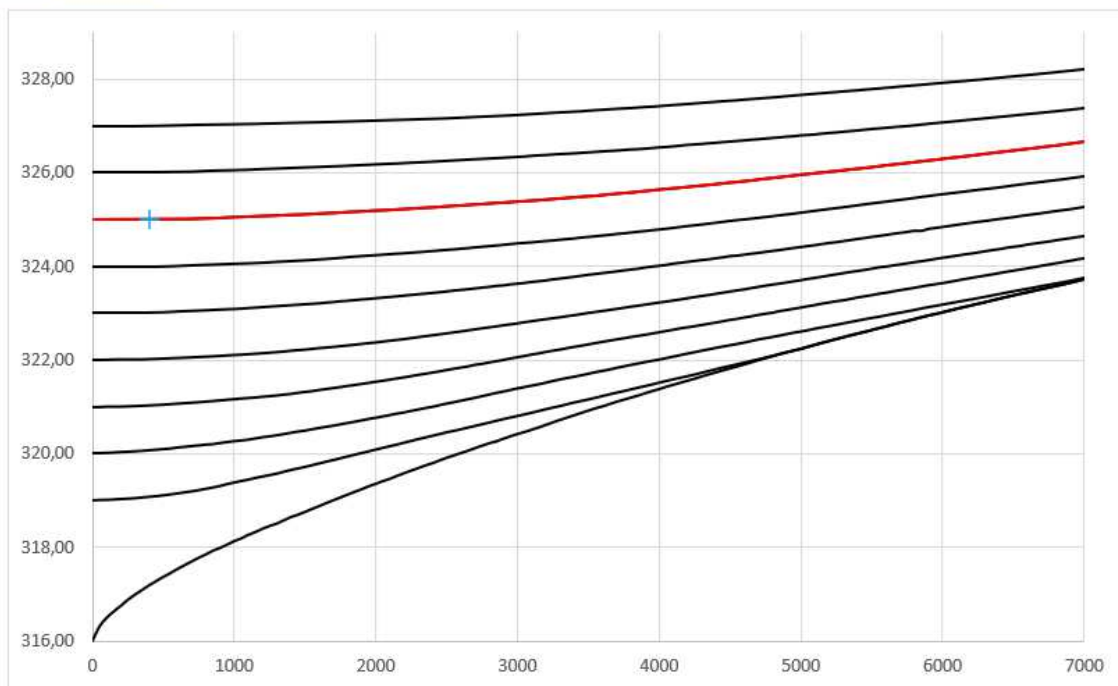


Рисунок 9.6 – Фрагмент работы программы

Таким образом мы можем менять кривые связи и оптимизировать расчёты режима для любого гидроузла. Универсальность достигается за счёт схожести всех кривых связи. С фрагментом кода можно ознакомиться в приложении Г

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектирования / сост. Затеева Е.Ю. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2012. – 12 стр.
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, 114 стр.
3. Википедия [Электронный ресурс] // Мая (приток Уды) – Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Мая_\(приток_Уды\)](https://ru.wikipedia.org/wiki/Мая_(приток_Уды))
4. Системный оператор ЕЭС [Электронный ресурс] // Филиал АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Востока» - Режим доступа: https://www.so-ups.ru/?id=odu_east.
5. Электрическая часть электростанций и подстанций и подстанций. Справочные материалы для Курсового и дипломного проектирования: Учеб. Пособие для вузов - 4-е изд, перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
6. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: Справочное пособие: В 2т./Под ред. Ю.С. Василева, Д.С. Щавелева. – Т.2. Энергоатомиздат, 1990. 366с.
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 – 47 с.
8. Гидроэлектростанции: Учебное пособие / В.И. Брызгалов, Л.А. Гордон. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2002. 541 с.
9. Справочник гидроэлектростанции России: Справочное пособие/ Под ред. В.Д. Новоженин. Типография АО «Институт Гидропроект», 1998. 467с.
10. СТО 17330282.27.140.016-2008 Здания ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – Введ. 30.07.2008 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России» 2008 – 50 с.

11. Правила устройства электроустановок / Главэнергонадзор России. 7-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1998. — 608 с.
12. Стандарт организации ПАО «РусГидро». Рекомендации по проектированию технологической части гидроэлектростанции и гидроаккумулирующих электростанций / РАО «ЕЭС России». — М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004.
13. Техническая политика ПАО «РусГидро» / РАО «ЕЭС России». — Москва, 2015.
14. СТО 56947007-29.240.124-2012 Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ. — Введ. 09.07.2012 — Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2012 — 34с.
15. СТО 56947007-29.240.35.146-2013 Правила проведения расчетов затрат на строительство подстанции с применением КРУЭ. — Введ. 03.06.2013 — Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2013 — 21с.
16. Постановление правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. №937 «Об утверждении правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» / Москва, 2018.
17. СНиП 2.06.04.82 Нагрузки и Воздействия на ГТС — М.: ФГУП ЦПП, 2004
18. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
19. Справочник по гидравлике. Под редакцией д.т.н. профессора В.А. Большакова. Киев. «Вища школа» 1977.
20. СНиП II-52-74 Строительные нормы и правила. Часть II Нормы проектирования. Глава 52 Сооружения мелиоративных систем. УДК 626.8.001.2(083.75). Москва Стройиздат 1975. —26 с.
21. Программа «Комплексное развитие муниципального района Хабаровского края на 2027 – 2047 годы; 2018; с. 95.83

22. Постановление Правительства РФ №986 от 02.11.2013 №986. «О классификации гидротехнических сооружений»
23. Справочник по гидравлическим расчетам / под ред. П. Г. Киселева. – М.: Энергия, 1974. – 312 с.
24. Гидротехнические сооружения: учебное пособие/ Л.Н. Рассказов, В.Г. Орехов, Н.А. Анискин, В.В Малахов и др. – М. : АСВ, 2011. - Ч.1. – 536 с.
25. «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;
26. Приложение к приказу ОАО «РусГидро» от 30.01.2016 №92 – «Единые сценарные условия ОАО «РусГидро» на 2016-2042 гг»
27. 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.
28. «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии пред ТЭО 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.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Данные суточных сработок

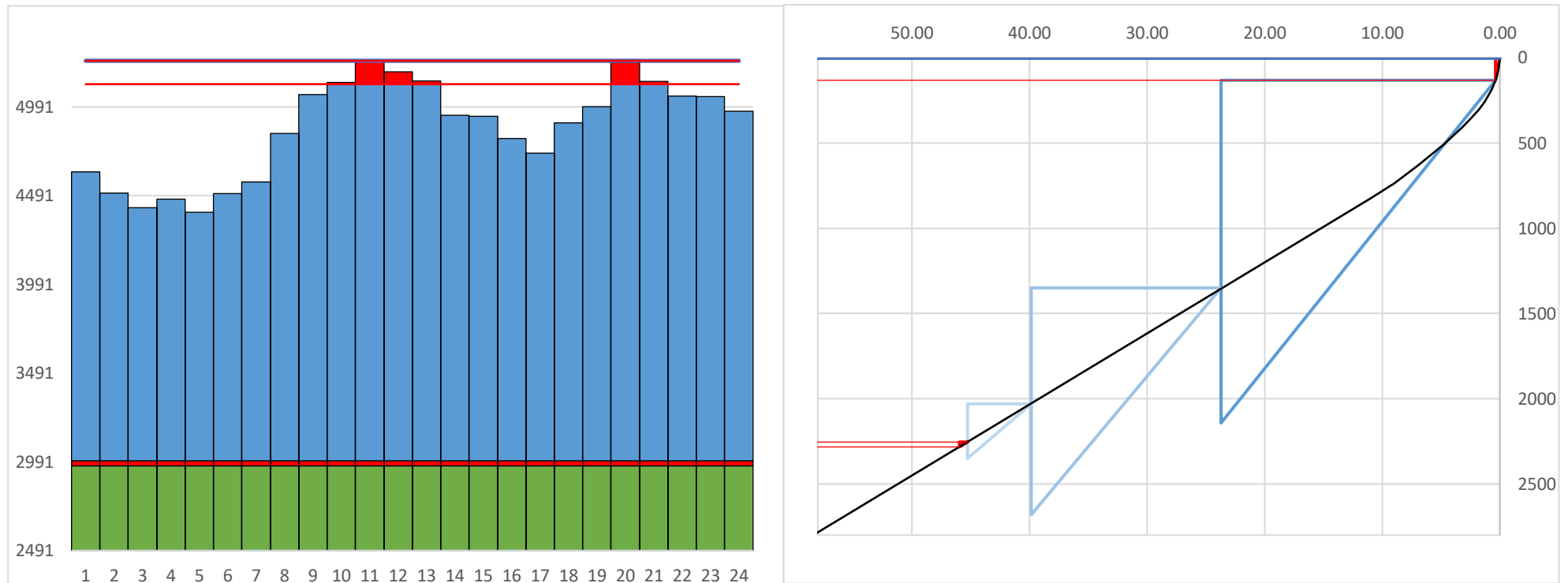


Рисунок А.1 – Суточный график и интегральная кривая нагрузки ОДУ Востока на 20.01.2017

Таблица А.1 – Результаты сработки для Января 20.01.2017

Часы	$Q_{\text{ПОЛ}}$	$Q_{\text{НБ}}$	$Q_{\text{СП}}$	$Q_{\text{ВДХР}}$	$Q_{\text{ХС}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	$V_{\text{НАЧ}}$	dV	$V_{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ВБ}}^{\text{НАЧ}}$	$Z_{\text{ВБ}}^{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ВБ}}^{\text{СР}}$	$Z_{\text{НБ}}$	$H_{\text{ГЭС}}$	$N_{\text{ГЭС}}$
11	92	344	60	252	0	344	0,0598	0,00	0,059	367,00	366,64	367	313	53,09	161
12	92	211	60	119	0	211	0,06	0,00	0,058	366,64	366,47	367	313	53,20	99
13	92	99	60	7	0	99	0,06	0,00	0,058	366,47	366,46	366	312	53,49	47
14	92	60	60	-32	0	60	0,06	0,00	0,059	366,46	366,51	366	312	53,66	28
15	92	60	60	-32	0	60	0,06	0,00	0,059	366,51	366,56	367	312	53,71	28
16	92	60	60	-32	0	60	0,06	0,00	0,059	366,56	366,60	367	312	53,75	28
17	92	60	60	-32	0	60	0,06	0,00	0,059	366,60	366,65	367	312	53,80	28
18	92	60	60	-32	0	60	0,06	0,00	0,059	366,65	366,70	367	312	53,85	28
19	92	60	60	-32	0	60	0,06	0,00	0,059	366,70	366,75	367	312	53,90	28
20	92	326	60	234	0	326	0,06	0,00	0,058	366,75	366,41	367	313	52,90	152
21	92	97	60	5	0	97	0,06	0,00	0,058	366,41	366,40	366	312	53,44	46
22	92	60	60	-32	0	60	0,06	0,00	0,058	366,40	366,45	366	312	53,60	28
23	92	60	60	-32	0	60	0,06	0,00	0,059	366,45	366,50	366	312	53,65	28
24/0	92	60	60	-32	0	60	0,06	0,00	0,059	366,50	366,55	367	312	53,70	28
1	92	60	60	-32	0	60	0,06	0,00	0,059	366,55	366,60	367	312	53,75	28
2	92	60	60	-32	0	60	0,06	0,00	0,059	366,60	366,64	367	312	53,79	28
3	92	60	60	-32	0	60	0,06	0,00	0,059	366,64	366,69	367	312	53,84	28
4	92	60	60	-32	0	60	0,06	0,00	0,059	366,69	366,74	367	312	53,89	28
5	92	60	60	-32	0	60	0,06	0,00	0,059	366,74	366,79	367	312	53,94	28
6	92	60	60	-32	0	60	0,06	0,00	0,059	366,79	366,83	367	312	53,98	28
7	92	60	60	-32	0	60	0,06	0,00	0,059	366,83	366,88	367	312	54,03	28
8	92	60	60	-32	0	60	0,06	0,00	0,060	366,88	366,93	367	312	54,08	28
9	92	60	60	-32	0	60	0,06	0,00	0,060	366,93	366,98	367	312	54,13	28
10	92	79	60	-13	0	79	0,06	0,00	0,0598	366,98	367,00	367	312	54,09	38

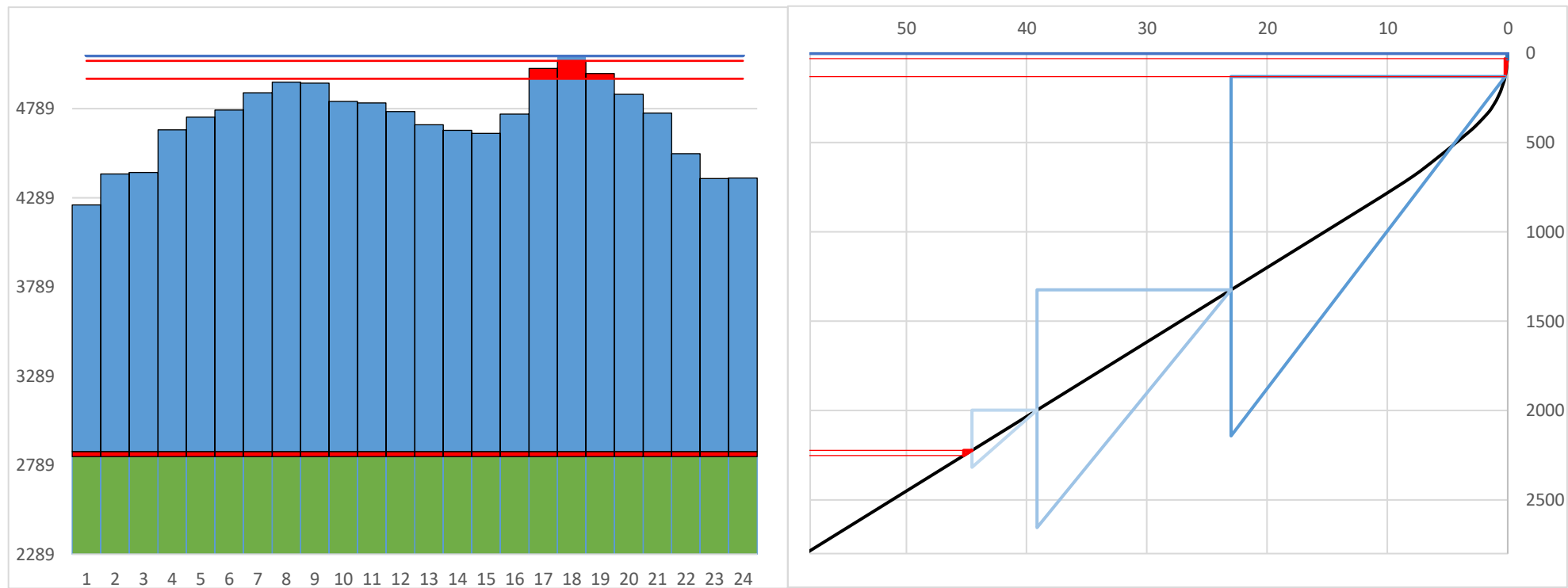


Рисунок А.2 – Суточный график и интегральная кривая нагрузки ОДУ Востока на 20.02.2017

Таблица А.2 – Результаты сработки для Февраля 20.02.2017

Часы	$Q_{\text{пол}}$	$Q_{\text{нб}}$	$Q_{\text{сп}}$	$Q_{\text{вдхр}}$	$Q_{\text{хс}}$	$Q_{\text{гэс}}$	$V_{\text{нач}}$	dV	$V_{\text{кон}}$	$Z_{\text{вб}}^{\text{нач}}$	$Z_{\text{вб}}^{\text{кон}}$	$Z_{\text{вб}}^{\text{ср}}$	$Z_{\text{нб}}$	$H_{\text{гэс}}$	$N_{\text{гэс}}$
17	87	253	60	166	0	253	0,0598	0,00	0,059	367,00	366,77	367	313	53,41	119
18	87	346	60	259	0	346	0,06	0,00	0,058	366,77	366,40	367	313	52,85	161
19	87	191	60	104	0	191	0,06	0,00	0,058	366,40	366,24	366	313	53,03	89
20	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,058	366,24	366,28	366	312	53,43	28
21	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,058	366,28	366,32	366	312	53,47	28
22	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,058	366,32	366,36	366	312	53,51	28
23	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,058	366,36	366,40	366	312	53,55	28
24/0	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,058	366,40	366,44	366	312	53,59	28
1	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,058	366,44	366,48	366	312	53,63	28
2	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,059	366,48	366,52	367	312	53,67	28
3	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,059	366,52	366,56	367	312	53,71	28
4	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,059	366,56	366,60	367	312	53,75	28
5	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,059	366,60	366,64	367	312	53,79	28
6	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,059	366,64	366,68	367	312	53,83	28
7	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,059	366,68	366,72	367	312	53,87	28
8	87	87	60	0	0	87	0,06	0,00	0,059	366,72	366,72	367	312	53,79	41
9	87	78	60	-9	0	78	0,06	0,00	0,059	366,72	366,73	367	312	53,83	37
10	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,059	366,73	366,77	367	312	53,92	28
11	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,059	366,77	366,81	367	312	53,96	28
12	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,059	366,81	366,85	367	312	54,00	28
13	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,060	366,85	366,89	367	312	54,04	28
14	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,060	366,89	366,93	367	312	54,08	28
15	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,060	366,93	366,97	367	312	54,12	28
16	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,060	366,97	367,00	367	312	54,16	28

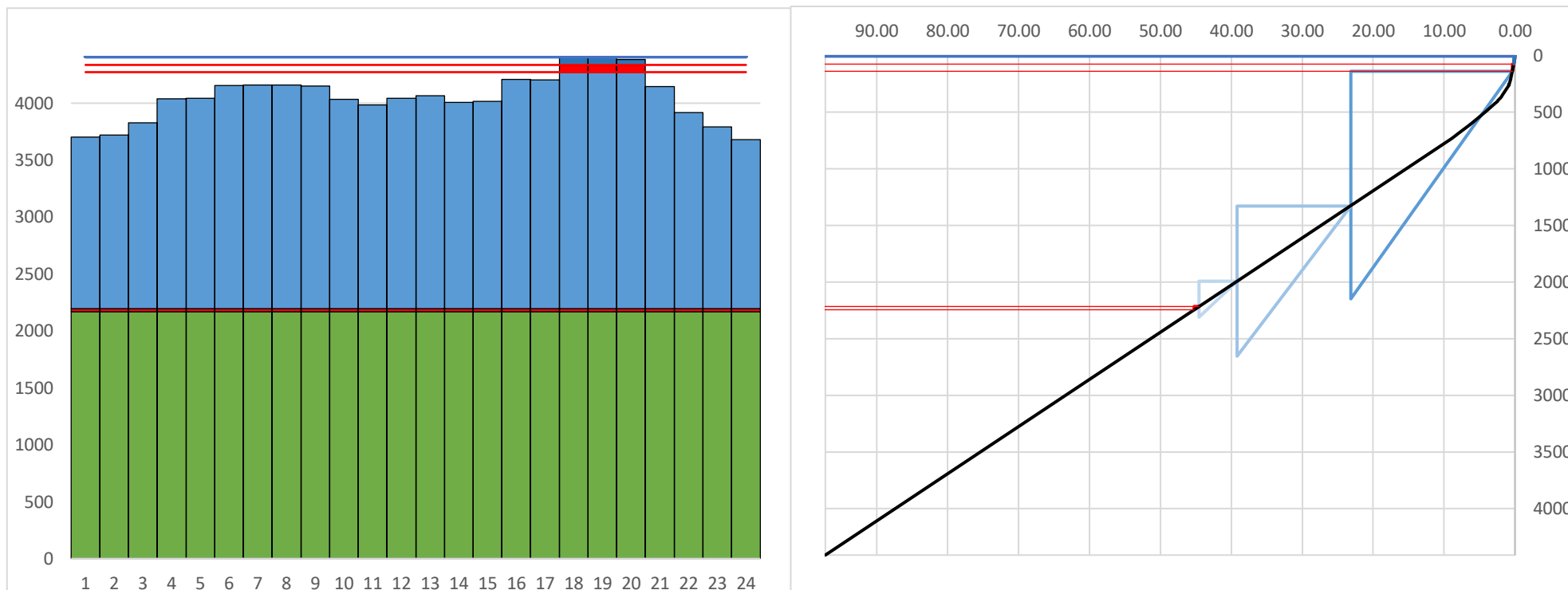


Рисунок А.3 – Суточный график и интегральная кривая нагрузки ОДУ Востока на 20.03.2017

Таблица А.3 – Результаты сработки для Марта 20.03.2017

Часы	$Q_{\text{ПОЛ}}$	$Q_{\text{НБ}}$	$Q_{\text{СП}}$	$Q_{\text{ВДХР}}$	$Q_{\text{ХС}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	$V_{\text{НАЧ}}$	dV	$V_{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ВБ}}^{\text{НАЧ}}$	$Z_{\text{ВБ}}^{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ВБ}}^{\text{СР}}$	$Z_{\text{НБ}}$	$H_{\text{ГЭС}}$	$N_{\text{ГЭС}}$
18	77	195	60	118	0	195	0,0598	0,00	0,059	367,00	366,84	367	313	53,62	92
19	77	196	60	119	0	196	0,06	0,00	0,059	366,84	366,67	367	313	53,45	92
20	77	197	60	120	0	197	0,06	0,00	0,059	366,67	366,49	367	313	53,27	92
21	77	60	60	-17	0	60	0,06	0,00	0,059	366,49	366,52	367	312	53,68	28
22	77	60	60	-17	0	60	0,06	0,00	0,059	366,52	366,54	367	312	53,70	28
23	77	60	60	-17	0	60	0,06	0,00	0,059	366,54	366,57	367	312	53,73	28
24/0	77	60	60	-17	0	60	0,06	0,00	0,059	366,57	366,59	367	312	53,75	28
1	77	60	60	-17	0	60	0,06	0,00	0,059	366,59	366,62	367	312	53,78	28
2	77	60	60	-17	0	60	0,06	0,00	0,059	366,62	366,64	367	312	53,80	28
3	77	60	60	-17	0	60	0,06	0,00	0,059	366,64	366,67	367	312	53,83	28
4	77	60	60	-17	0	60	0,06	0,00	0,059	366,67	366,69	367	312	53,85	28
5	77	60	60	-17	0	60	0,06	0,00	0,059	366,69	366,71	367	312	53,87	28
6	77	60	60	-17	0	60	0,06	0,00	0,059	366,71	366,74	367	312	53,90	28
7	77	60	60	-17	0	60	0,06	0,00	0,059	366,74	366,76	367	312	53,92	28
8	77	60	60	-17	0	60	0,06	0,00	0,059	366,76	366,79	367	312	53,95	28
9	77	60	60	-17	0	60	0,06	0,00	0,059	366,79	366,81	367	312	53,97	28
10	77	60	60	-17	0	60	0,06	0,00	0,059	366,81	366,84	367	312	54,00	29
11	77	60	60	-17	0	60	0,06	0,00	0,059	366,84	366,86	367	312	54,02	29
12	77	60	60	-17	0	60	0,06	0,00	0,059	366,86	366,88	367	312	54,04	29
13	77	60	60	-17	0	60	0,06	0,00	0,060	366,88	366,91	367	312	54,07	29
14	77	60	60	-17	0	60	0,06	0,00	0,060	366,91	366,93	367	312	54,09	29
15	77	60	60	-17	0	60	0,06	0,00	0,060	366,93	366,96	367	312	54,12	29
16	77	60	60	-17	0	60	0,06	0,00	0,060	366,96	366,98	367	312	54,14	29
17	77	60	60	-17	0	60	0,06	0,00	0,060	366,98	367,00	367	312	54,16	29

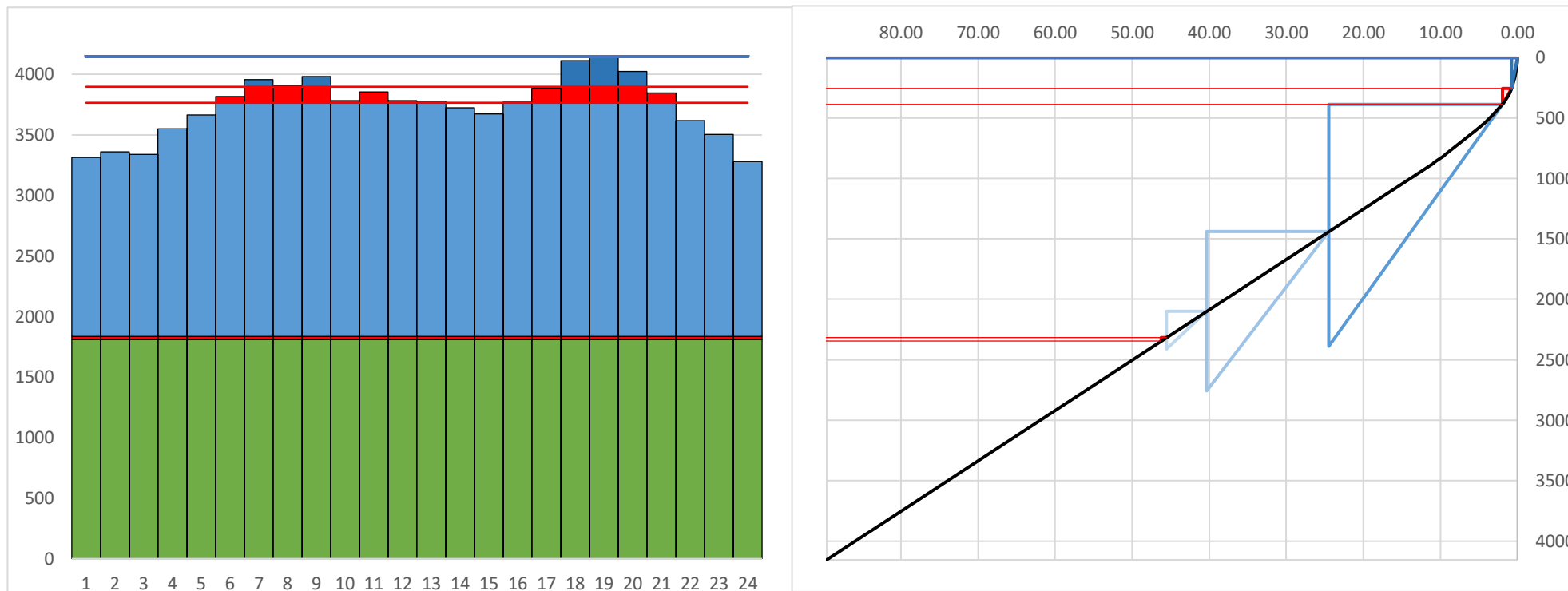


Рисунок А.4 – Суточный график и интегральная кривая нагрузки ОДУ Востока на 20.04.2017

Таблица А.4 – Результаты сработки за Апрель 20.04.2017

Часы	$Q_{\text{ПОЛ}}$	$Q_{\text{НБ}}$	$Q_{\text{СП}}$	$Q_{\text{ВДХР}}$	$Q_{\text{ХС}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	$V_{\text{НАЧ}}$	dV	$V_{\text{КОН}}$	$Z_{\text{НЧ}}^{\text{ББ}}$	$Z_{\text{КОН}}^{\text{ББ}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{СР}}$	$Z_{\text{НБ}}$	$H_{\text{ГЭС}}$	$N_{\text{ГЭС}}$
5	167	167	60	0	0	167	0,0598	0,00	0,060	367,00	367,00	367	313	53,79	79
6	167	343	60	176	0	343	0,06	0,00	0,059	367,00	366,75	367	313	53,15	161
7	167	345	60	178	0	345	0,06	0,00	0,059	366,75	366,50	367	313	52,89	161
8	167	347	60	180	0	347	0,06	0,00	0,058	366,50	366,24	366	313	52,63	161
9	167	98	60	-69	0	98	0,06	0,00	0,058	366,24	366,34	366	312	53,32	46
10	167	256	60	89	0	256	0,06	0,00	0,058	366,34	366,21	366	313	52,79	119
11	167	98	60	-69	0	98	0,06	0,00	0,058	366,21	366,31	366	312	53,29	46
12	167	93	60	-74	0	93	0,06	0,00	0,058	366,31	366,42	366	312	53,41	44
13	167	60	60	-107	0	60	0,06	0,00	0,059	366,42	366,57	366	312	53,67	28
14	167	60	60	-107	0	60	0,06	0,00	0,059	366,57	366,72	367	312	53,82	28
15	167	61	60	-106	0	61	0,06	0,00	0,059	366,72	366,88	367	312	53,97	29
16	167	319	60	152	0	319	0,06	0,00	0,059	366,88	366,66	367	313	53,11	149
17	167	346	60	179	0	346	0,06	0,00	0,058	366,66	366,40	367	313	52,80	161
18	167	347	60	180	0	347	0,06	0,00	0,058	366,40	366,14	366	313	52,53	161
19	167	349	60	182	0	349	0,06	0,00	0,057	366,14	365,87	366	313	52,26	161
20	167	241	60	74	0	241	0,06	0,00	0,057	365,87	365,76	366	313	52,37	111
21	167	60	60	-108	0	60	0,06	0,00	0,057	365,76	365,92	366	312	53,01	28
22	167	60	60	-108	0	60	0,06	0,00	0,057	365,92	366,08	366	312	53,17	28
23	167	60	60	-108	0	60	0,06	0,00	0,058	366,08	366,24	366	312	53,33	28
24/0	167	60	60	-107	0	60	0,06	0,00	0,058	366,24	366,39	366	312	53,49	28
1	167	60	60	-107	0	60	0,06	0,00	0,059	366,39	366,55	366	312	53,64	28
2	167	60	60	-107	0	60	0,06	0,00	0,059	366,55	366,70	367	312	53,80	28
3	167	60	60	-107	0	60	0,06	0,00	0,059	366,70	366,85	367	312	53,95	28
4	167	60	60	-107	0	60	0,06	0,00	0,060	366,85	367,00	367	312	54,10	29

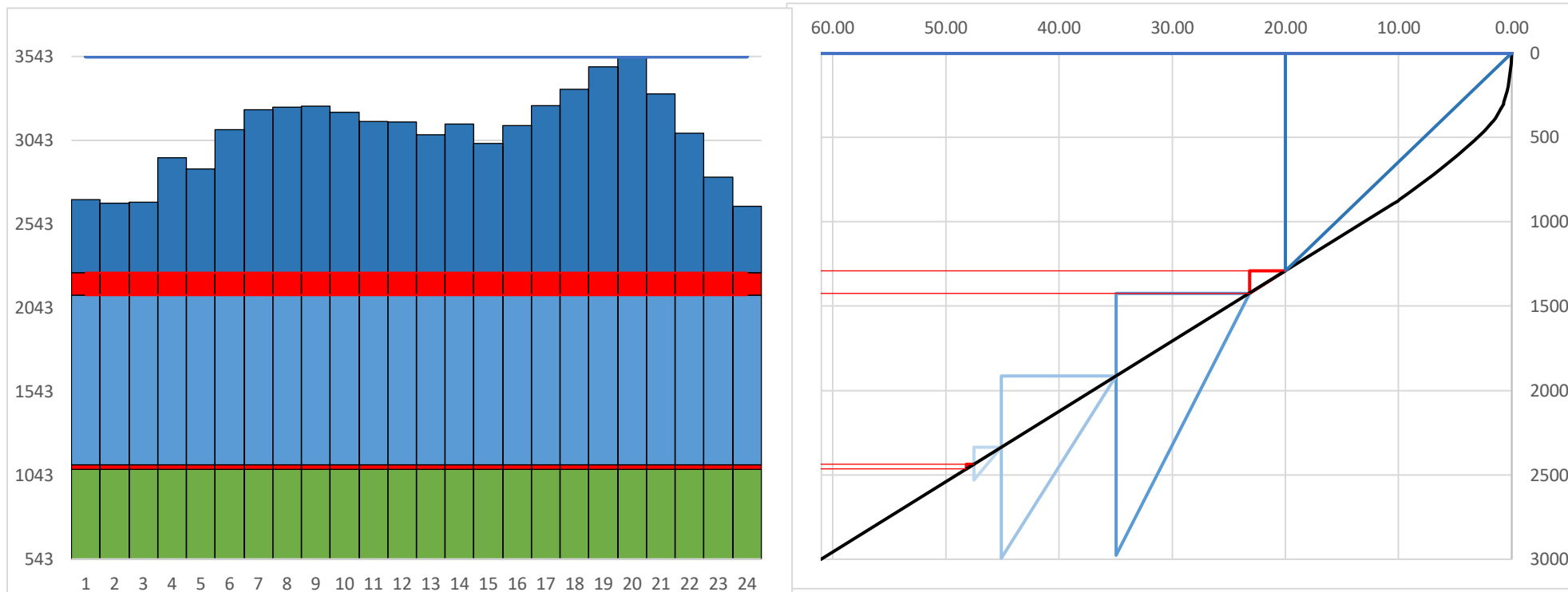


Рисунок А.5 – Суточный график и интегральная кривая нагрузки ОДУ Востока на 20.05.2017

Таблица А.5 – Результаты сработки за Май 20.05.2017

часы	Qпол	Qнб	Qсп	Qвдхр	Qхс	Q гэс	V нач	dV	V кон	Z н вб	Z к вб	Z ср вб	Z нб	H гэс	N гэс
24/0	1856	1856	60,00	0,00	1498	358,21	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,38	51,07	161
1	1856	1856	60,00	0,00	1498	358,21	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,38	51,07	161
2	1856	1856	60,00	0,00	1498	358,20	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,38	51,07	161
3	1856	1856	60,00	0,00	1498	358,20	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,38	51,07	161
4	1856	1856	60,00	0,00	1498	358,22	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,38	51,07	161
5	1856	1856	60,00	0,00	1498	358,22	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,38	51,07	161
6	1856	1856	60,00	0,00	1498	358,22	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,38	51,07	161
7	1856	1856	60,00	0,00	1498	358,22	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,38	51,07	161
8	1856	1856	60,00	0,00	1498	358,22	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,38	51,07	161
9	1856	1856	60,00	0,00	1498	358,22	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,38	51,07	161
10	1856	1856	60,00	0,00	1498	358,22	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,38	51,07	161
11	1856	1856	60,00	0,00	1498	358,21	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,38	51,07	161
12	1856	1856	60,00	0,00	1498	358,21	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,38	51,07	161
13	1856	1856	60,00	0,00	1498	358,22	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,38	51,07	161
14	1856	1856	60,00	0,00	1498	358,21	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,38	51,07	161
15	1856	1856	60,00	0,00	1498	358,22	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,38	51,07	161
16	1856	1856	60,00	0,00	1498	358,22	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,38	51,07	161
17	1856	1856	60,00	0,00	1498	358,22	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,38	51,07	161
18	1856	1856	60,00	0,00	1498	358,22	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,38	51,07	161
19	1856	1856	60,00	0,00	1498	358,22	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,38	51,07	161
20	1856	1856	60,00	0,00	1498	358,22	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,38	51,07	161
21	1856	1856	60,00	0,00	1498	358,22	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,38	51,07	161
22	1856	1856	60,00	0,00	1498	358,22	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,38	51,07	161
23	1856	1856	60,00	0,00	1498	358,22	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,38	51,07	161

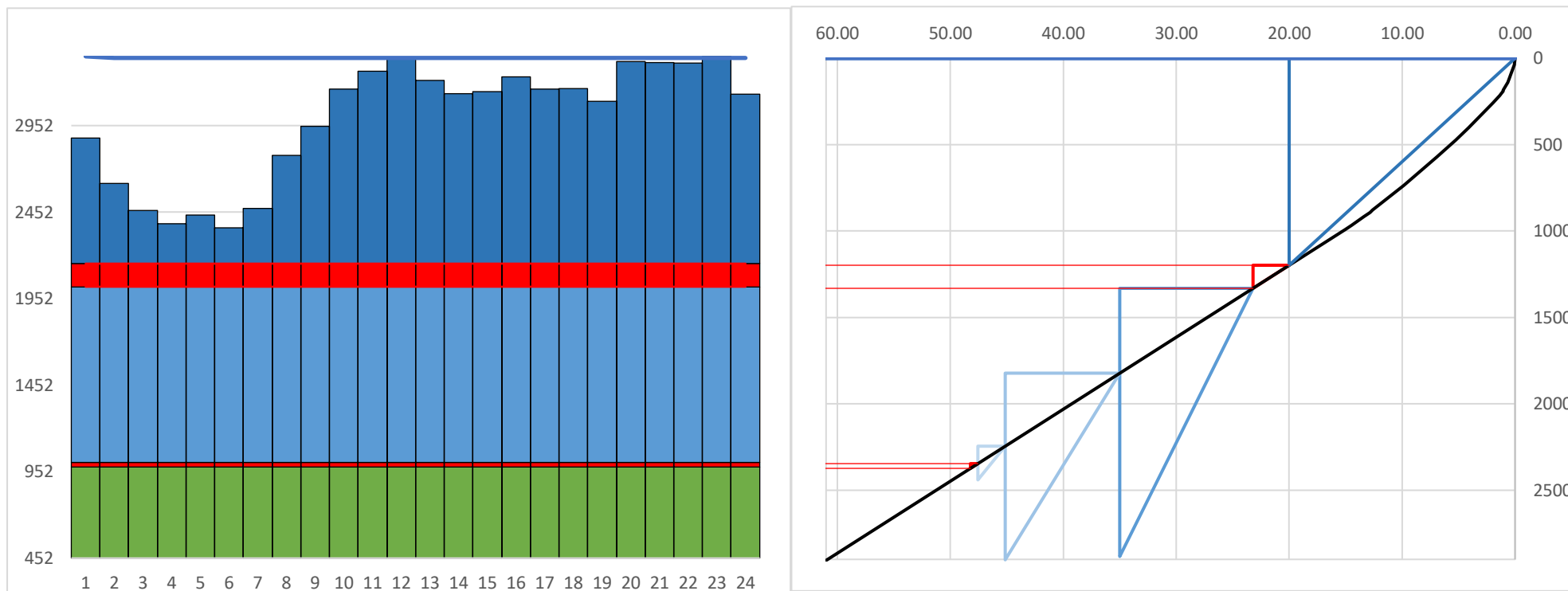


Рисунок А.6 – Суточный график и интегральная кривая нагрузки ОДУ Востока на 20.06.2017

Таблица А.6 – Результаты сработки за Июнь

Часы	$Q_{\text{ПОЛ}}$	$Q_{\text{НБ}}$	$Q_{\text{СП}}$	$Q_{\text{ВДХР}}$	$Q_{\text{ХС}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	$V_{\text{НАЧ}}$	dV	$V_{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ВБ}}^{\text{НАЧ}}$	$Z_{\text{ВБ}}^{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ВБ}}^{\text{СП}}$	$Z_{\text{НБ}}$	$H_{\text{ГЭС}}$	$N_{\text{ГЭС}}$
24/0	1610	1610	60,00	0,00	1254	356,29	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,10	51,35	161
1	1610	1610	60,00	0,00	1254	356,29	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,10	51,35	161
2	1610	1610	60,00	0,00	1254	356,29	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,10	51,35	161
3	1610	1610	60,00	0,00	1254	356,29	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,10	51,35	161
4	1610	1610	60,00	0,00	1254	356,29	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,10	51,35	161
5	1610	1610	60,00	0,00	1254	356,29	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,10	51,35	161
6	1610	1610	60,00	0,00	1254	356,29	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,10	51,35	161
7	1610	1610	60,00	0,00	1254	356,29	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,10	51,35	161
8	1610	1610	60,00	0,00	1254	356,29	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,10	51,35	161
9	1610	1610	60,00	0,00	1254	356,29	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,10	51,35	161
10	1610	1610	60,00	0,00	1254	356,29	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,10	51,35	161
11	1610	1610	60,00	0,00	1254	356,29	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,10	51,35	161
12	1610	1610	60,00	0,00	1254	356,29	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,10	51,35	161
13	1610	1610	60,00	0,00	1254	356,29	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,10	51,35	161
14	1610	1610	60,00	0,00	1254	356,29	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,10	51,35	161
15	1610	1610	60,00	0,00	1254	356,29	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,10	51,35	161
16	1610	1610	60,00	0,00	1254	356,29	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,10	51,35	161
17	1610	1610	60,00	0,00	1254	356,29	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,10	51,35	161
18	1610	1610	60,00	0,00	1254	356,29	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,10	51,35	161
19	1610	1610	60,00	0,00	1254	356,29	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,10	51,35	161
20	1610	1610	60,00	0,00	1254	356,29	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,10	51,35	161
21	1610	1610	60,00	0,00	1254	356,29	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,10	51,35	161
22	1610	1610	60,00	0,00	1254	356,29	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,10	51,35	161
23	1610	1610	60,00	0,00	1254	356,29	0,0598	0,00	0,0598	367,00	367,00	367,00	315,10	51,35	161

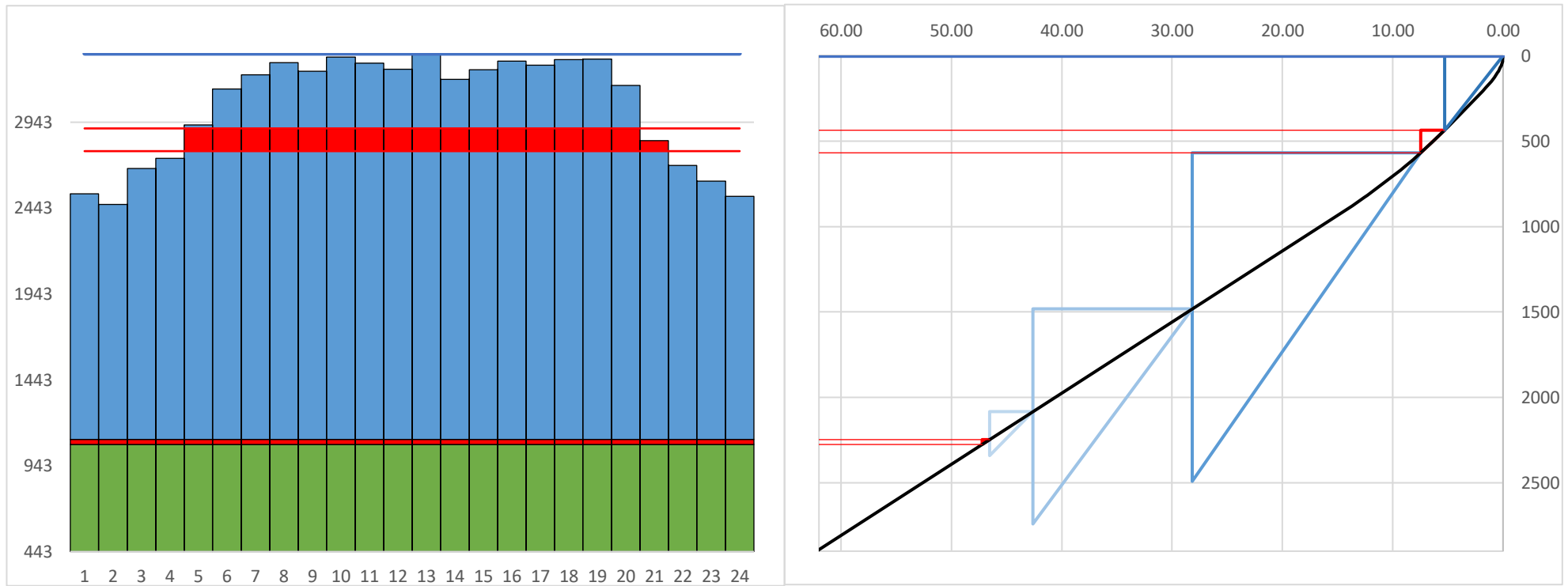


Рисунок А.7 – Суточный график и интегральная кривая нагрузки ОДУ Востока на 20.07.2017

Таблица А.7 – Результаты сработки за Июль 20.07.2017

Часы	$Q_{\text{ПОЛ}}$	$Q_{\text{НБ}}$	$Q_{\text{СП}}$	$Q_{\text{ВДХР}}$	$Q_{\text{ХС}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	$V_{\text{НАЧ}}$	dV	$V_{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{НАЧ}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{СР}}$	$Z_{\text{НБ}}$	$H_{\text{ГЭС}}$	$N_{\text{ГЭС}}$
4	259	343	60	84	0	343	0,0598	0,00	0,059	367,00	366,88	367	313	53,21	161
5	259	344	60	85	0	344	0,06	0,00	0,059	366,88	366,76	367	313	53,09	161
6	259	345	60	86	0	345	0,06	0,00	0,059	366,76	366,64	367	313	52,97	161
7	259	346	60	87	0	346	0,06	0,00	0,059	366,64	366,52	367	313	52,84	161
8	259	347	60	88	0	347	0,06	0,00	0,058	366,52	366,39	366	313	52,72	161
9	259	347	60	88	0	347	0,06	0,00	0,058	366,39	366,26	366	313	52,59	161
10	259	348	60	89	0	348	0,06	0,00	0,058	366,26	366,13	366	313	52,45	161
11	259	349	60	90	0	349	0,06	0,00	0,057	366,13	366,00	366	313	52,32	161
12	259	350	60	91	0	350	0,06	0,00	0,057	366,00	365,86	366	313	52,18	161
13	259	351	60	92	0	351	0,06	0,00	0,057	365,86	365,73	366	313	52,05	161
14	259	352	60	93	0	352	0,06	0,00	0,056	365,73	365,59	366	313	51,91	161
15	259	353	60	94	0	353	0,06	0,00	0,056	365,59	365,45	366	313	51,77	161
16	259	354	60	95	0	354	0,06	0,00	0,056	365,45	365,30	365	313	51,62	161
17	259	355	60	96	0	355	0,06	0,00	0,055	365,30	365,16	365	313	51,47	161
18	259	356	60	97	0	356	0,06	0,00	0,055	365,16	365,01	365	313	51,32	161
19	259	357	60	98	0	357	0,05	0,00	0,055	365,01	364,86	365	313	51,17	161
20	259	200	60	-59	0	200	0,05	0,00	0,055	364,86	364,95	365	313	51,59	91
21	259	60	60	-200	0	60	0,05	0,00	0,055	364,95	365,25	365	312	52,27	27
22	259	60	60	-200	0	60	0,06	0,00	0,056	365,25	365,56	365	312	52,58	28
23	259	60	60	-200	0	60	0,06	0,00	0,057	365,56	365,85	366	312	52,88	28
24/0	259	60	60	-200	0	60	0,06	0,00	0,058	365,85	366,15	366	312	53,17	28
1	259	60	60	-199	0	60	0,06	0,00	0,058	366,15	366,44	366	312	53,47	28
2	259	60	60	-199	0	60	0,06	0,00	0,059	366,44	366,72	367	312	53,75	28
3	259	60	60	-199	0	60	0,06	0,00	0,0598	366,72	367,00	367	312	54,03	29

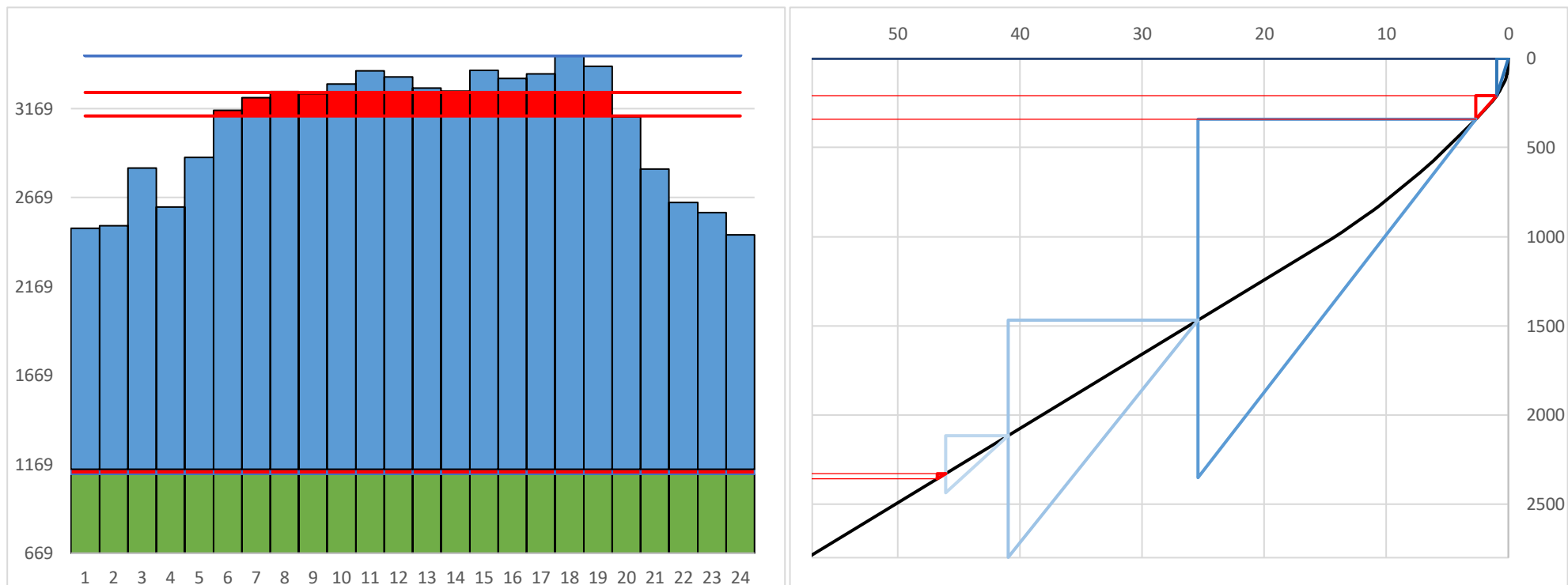


Рисунок А.8 – Суточный график и интегральная кривая нагрузки ОДУ Востока на 20.08.2017

Таблица А.8 – Результаты сработки за Август 20.08.2017

Часы	$Q_{\text{ПОЛ}}$	$Q_{\text{НБ}}$	$Q_{\text{СП}}$	$Q_{\text{ВДХР}}$	$Q_{\text{ХС}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	$V_{\text{НАЧ}}$	dV	$V_{\text{КОН}}$	$Z_{\text{Нач}}^{\text{ББ}}$	$Z_{\text{КОН}}^{\text{ББ}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{СР}}$	$Z_{\text{НБ}}$	$H_{\text{ГЭС}}$	$N_{\text{ГЭС}}$
6	217	279	60	62	0	279	0,0598	0,00	0,060	367,00	366,92	367	313	53,41	131
7	217	344	60	127	0	344	0,06	0,00	0,059	366,92	366,74	367	313	53,10	161
8	217	332	60	115	0	332	0,06	0,00	0,059	366,74	366,57	367	313	52,95	155
9	217	347	60	130	0	347	0,06	0,00	0,058	366,57	366,38	366	313	52,74	161
10	217	348	60	131	0	348	0,06	0,00	0,058	366,38	366,19	366	313	52,54	161
11	217	349	60	132	0	349	0,06	0,00	0,057	366,19	366,00	366	313	52,35	161
12	217	351	60	134	0	351	0,06	0,00	0,057	366,00	365,80	366	313	52,15	161
13	217	352	60	135	0	352	0,06	0,00	0,056	365,80	365,60	366	313	51,95	161
14	217	353	60	136	0	353	0,06	0,00	0,056	365,60	365,40	366	313	51,75	161
15	217	355	60	138	0	355	0,06	0,00	0,055	365,40	365,19	365	313	51,54	161
16	217	356	60	139	0	356	0,06	0,00	0,055	365,19	364,97	365	313	51,32	161
17	217	358	60	141	0	358	0,05	0,00	0,054	364,97	364,75	365	313	51,09	161
18	217	359	60	142	0	359	0,05	0,00	0,054	364,75	364,53	365	313	50,87	161
19	217	60	60	-157	0	60	0,05	0,00	0,054	364,53	364,78	365	312	51,83	27
20	217	60	60	-157	0	60	0,05	0,00	0,055	364,78	365,02	365	312	52,07	28
21	217	60	60	-157	0	60	0,05	0,00	0,056	365,02	365,26	365	312	52,31	28
22	217	60	60	-157	0	60	0,06	0,00	0,056	365,26	365,50	365	312	52,55	28
23	217	60	60	-157	0	60	0,06	0,00	0,057	365,50	365,73	366	312	52,79	28
24/0	217	60	60	-157	0	60	0,06	0,00	0,057	365,73	365,96	366	312	53,02	28
1	217	60	60	-157	0	60	0,06	0,00	0,058	365,96	366,19	366	312	53,25	28
2	217	60	60	-157	0	60	0,06	0,00	0,058	366,19	366,42	366	312	53,48	28
3	217	60	60	-157	0	60	0,06	0,00	0,059	366,42	366,65	367	312	53,71	28
4	217	60	60	-157	0	60	0,06	0,00	0,059	366,65	366,87	367	312	53,93	28
5	217	124	60	-93	0	124	0,06	0,00	0,0598	366,87	367,00	367	313	53,87	59

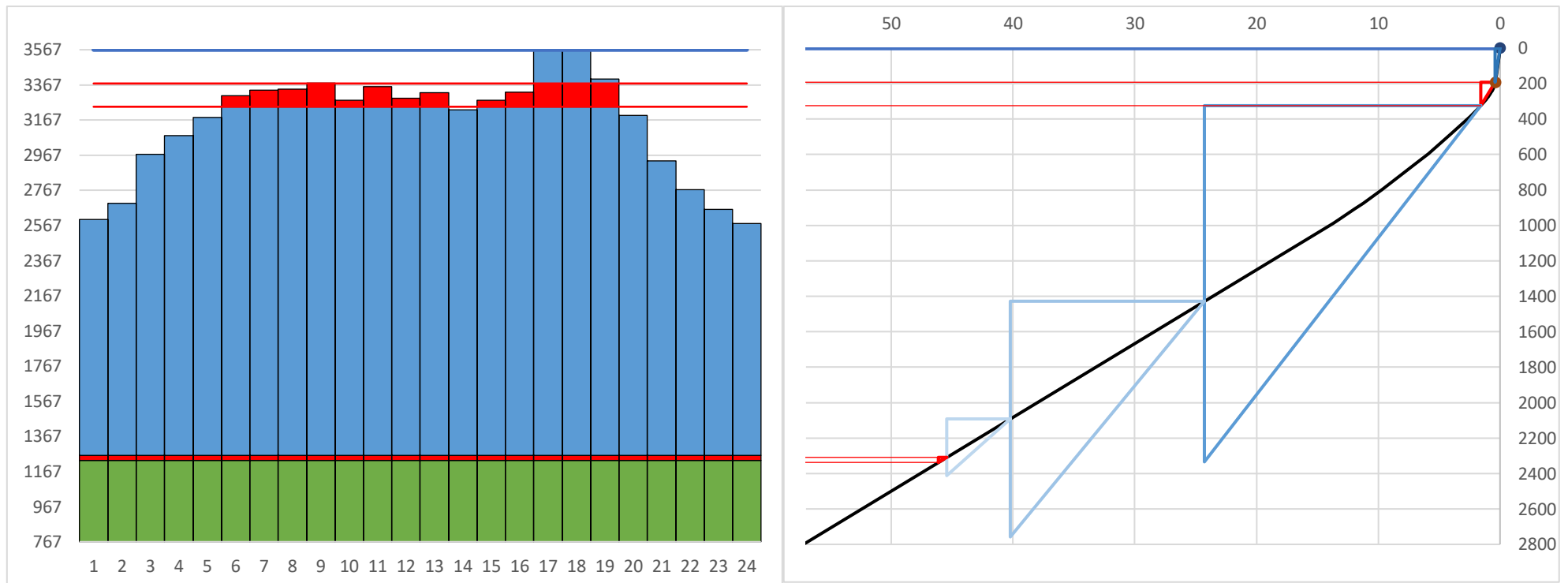


Рисунок А.9 – Суточный график и интегральная кривая нагрузки ОДУ Востока на 20.09.2017

Таблица А.9 – Результаты сработки за Сентябрь 20.09.2017

Часы	$Q_{\text{ПОЛ}}$	$Q_{\text{НБ}}$	$Q_{\text{СП}}$	$Q_{\text{ВДХР}}$	$Q_{\text{ХС}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	$V_{\text{НАЧ}}$	dV	$V_{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{НАЧ}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{СР}}$	$Z_{\text{НБ}}$	$H_{\text{ГЭС}}$	$N_{\text{ГЭС}}$
5	167	195	60	28	0	195	0,0598	0,00	0,060	367,00	366,96	367	313	53,68	92
6	167	260	60	93	0	260	0,06	0,00	0,059	366,96	366,83	367	313	53,40	122
7	167	274	60	107	0	274	0,06	0,00	0,059	366,83	366,68	367	313	53,22	128
8	167	346	60	179	0	346	0,06	0,00	0,058	366,68	366,42	367	313	52,81	161
9	167	141	60	-26	0	141	0,06	0,00	0,058	366,42	366,46	366	313	53,32	66
10	167	306	60	139	0	306	0,06	0,00	0,058	366,46	366,26	366	313	52,73	142
11	167	163	60	-4	0	163	0,06	0,00	0,058	366,26	366,26	366	313	53,06	76
12	167	235	60	68	0	235	0,06	0,00	0,058	366,26	366,16	366	313	52,79	109
13	167	60	60	-108	0	60	0,06	0,00	0,058	366,16	366,32	366	312	53,41	28
14	167	141	60	-26	0	141	0,06	0,00	0,058	366,32	366,36	366	313	53,22	66
15	167	239	60	72	0	239	0,06	0,00	0,058	366,36	366,25	366	313	52,87	111
16	167	349	60	182	0	349	0,06	0,00	0,057	366,25	365,99	366	313	52,38	161
17	167	351	60	184	0	351	0,06	0,00	0,057	365,99	365,72	366	313	52,11	161
18	167	353	60	186	0	353	0,06	0,00	0,056	365,72	365,44	366	313	51,83	161
19	167	60	60	-108	0	60	0,06	0,00	0,056	365,44	365,60	366	312	52,69	28
20	167	60	60	-108	0	60	0,06	0,00	0,057	365,60	365,76	366	312	52,85	28
21	167	60	60	-108	0	60	0,06	0,00	0,057	365,76	365,92	366	312	53,01	28
22	167	60	60	-108	0	60	0,06	0,00	0,057	365,92	366,08	366	312	53,17	28
23	167	60	60	-108	0	60	0,06	0,00	0,058	366,08	366,23	366	312	53,33	28
24/0	167	60	60	-108	0	60	0,06	0,00	0,058	366,23	366,39	366	312	53,48	28
1	167	60	60	-108	0	60	0,06	0,00	0,059	366,39	366,54	366	312	53,64	28
2	167	60	60	-108	0	60	0,06	0,00	0,059	366,54	366,70	367	312	53,79	28
3	167	60	60	-108	0	60	0,06	0,00	0,059	366,70	366,85	367	312	53,95	28
4	167	60	60	-108	0	60	0,06	0,00	0,0598	366,85	367,00	367	312	54,10	28

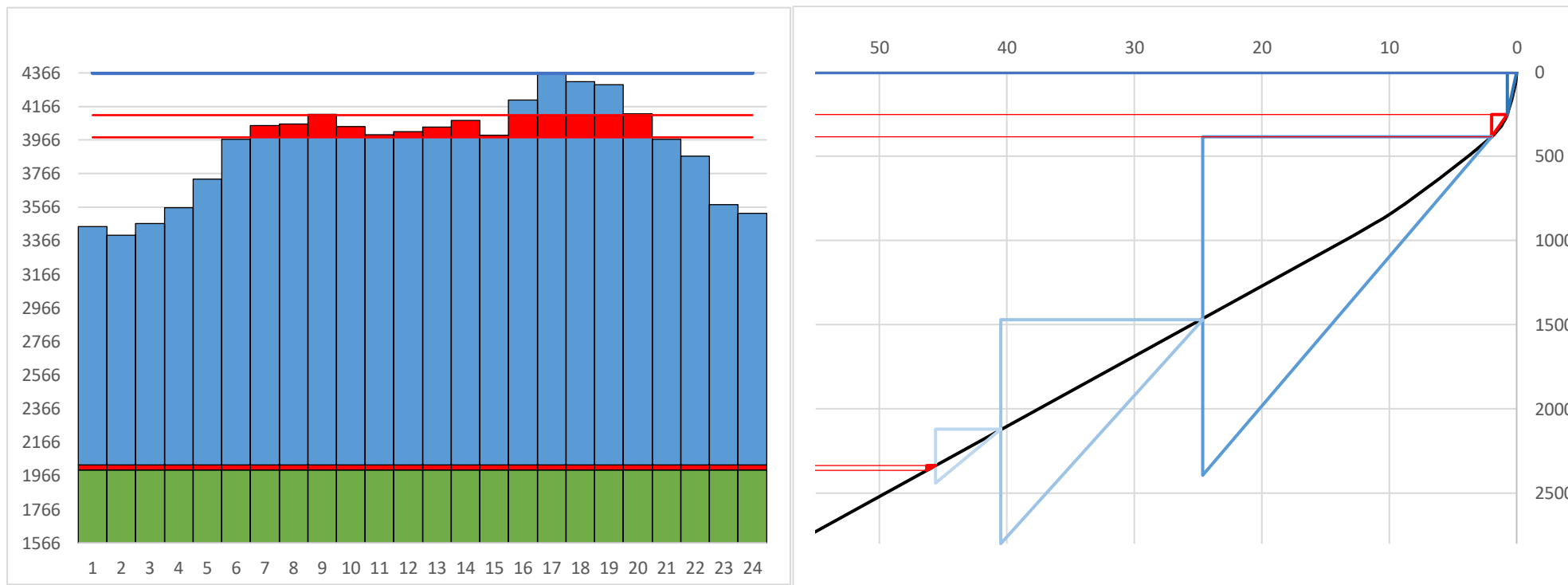


Рисунок А.10 – Суточный график и интегральная кривая нагрузки ОДУ Востока на 20.10.2017

Таблица А.10 – Результаты сработки Октября 20.10.2017

Часы	$Q_{\text{ПОЛ}}$	$Q_{\text{НБ}}$	$Q_{\text{СП}}$	$Q_{\text{ВДХР}}$	$Q_{\text{ХС}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	$V_{\text{НАЧ}}$	dV	$V_{\text{КОН}}$	$Z_{\text{Нач}}^{\text{ББ}}$	$Z_{\text{КОН}}^{\text{ББ}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{СР}}$	$Z_{\text{НБ}}$	$H_{\text{ГЭС}}$	$N_{\text{ГЭС}}$
6	171	211	60	40	0	211	0,0598	0,00	0,060	367,00	366,95	367	313	53,62	99
7	171	228	60	57	0	228	0,06	0,00	0,059	366,95	366,87	367	313	53,51	107
8	171	345	60	174	0	345	0,06	0,00	0,059	366,87	366,62	367	313	53,01	161
9	171	197	60	26	0	197	0,06	0,00	0,059	366,62	366,58	367	313	53,29	92
10	171	94	60	-77	0	94	0,06	0,00	0,059	366,58	366,69	367	312	53,68	44
11	171	132	60	-39	0	132	0,06	0,00	0,059	366,69	366,75	367	313	53,63	62
12	171	190	60	19	0	190	0,06	0,00	0,059	366,75	366,72	367	313	53,45	89
13	171	279	60	108	0	279	0,06	0,00	0,059	366,72	366,56	367	313	53,09	130
14	171	88	60	-83	0	88	0,06	0,00	0,059	366,56	366,68	367	312	53,69	41
15	171	346	60	175	0	346	0,06	0,00	0,058	366,68	366,43	367	313	52,82	161
16	171	348	60	177	0	348	0,06	0,00	0,058	366,43	366,17	366	313	52,56	161
17	171	350	60	179	0	350	0,06	0,00	0,057	366,17	365,91	366	313	52,29	161
18	171	352	60	181	0	352	0,06	0,00	0,056	365,91	365,64	366	313	52,02	161
19	171	353	60	182	0	353	0,06	0,00	0,056	365,64	365,37	366	313	51,75	161
20	171	60	60	-112	0	60	0,06	0,00	0,056	365,37	365,54	365	312	52,63	28
21	171	60	60	-112	0	60	0,06	0,00	0,057	365,54	365,70	366	312	52,79	28
22	171	60	60	-112	0	60	0,06	0,00	0,057	365,70	365,87	366	312	52,96	28
23	171	60	60	-112	0	60	0,06	0,00	0,057	365,87	366,03	366	312	53,12	28
24/0	171	60	60	-112	0	60	0,06	0,00	0,058	366,03	366,20	366	312	53,29	28
1	171	60	60	-112	0	60	0,06	0,00	0,058	366,20	366,36	366	312	53,45	28
2	171	60	60	-112	100	-41	0,06	0,00	0,059	366,36	366,52	366	312	53,61	-19
3	171	60	60	-112	0	60	0,06	0,00	0,059	366,52	366,68	367	312	53,77	28
4	171	60	60	-112	0	60	0,06	0,00	0,059	366,68	366,84	367	312	53,93	28
5	171	60	60	-112	0	60	0,06	0,00	0,0598	366,84	367,00	367	312	54,09	28

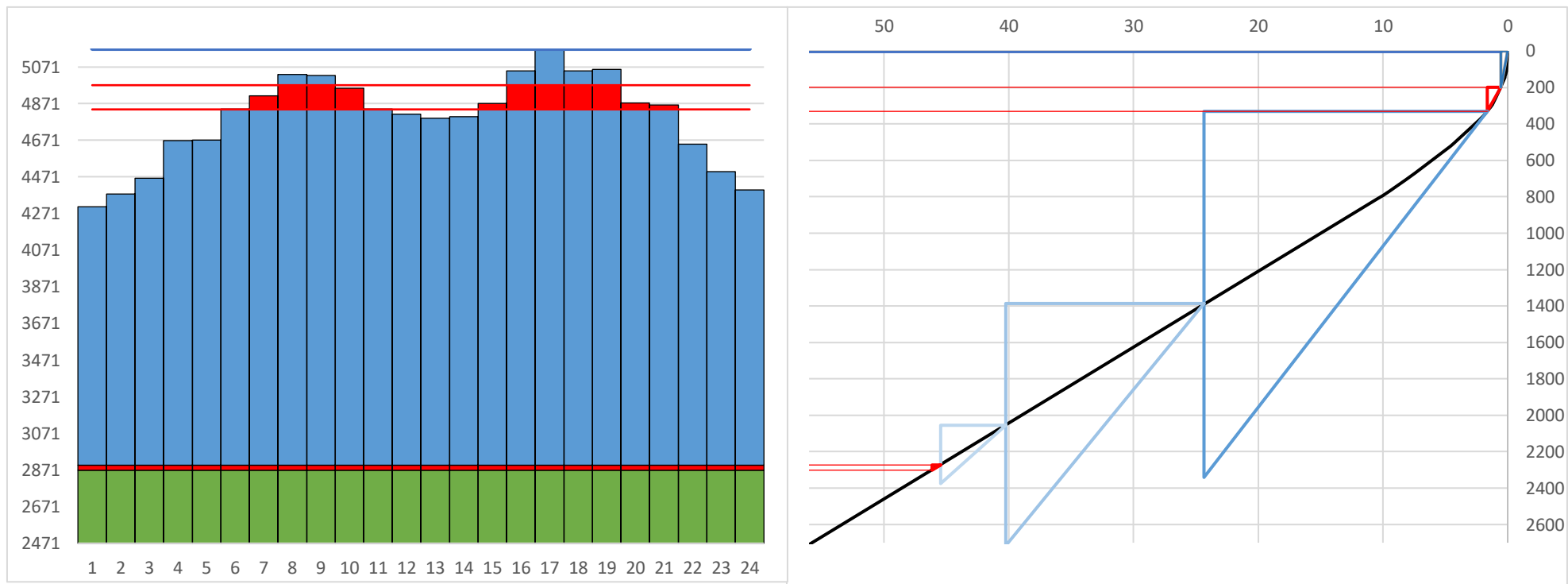


Рисунок А.11 – Суточный график и интегральная кривая нагрузки ОДУ Востока на 20.11.2017

Таблица А.11 – Результаты сработки Ноября 20.11.2017

Часы	$Q_{\text{ПОЛ}}$	$Q_{\text{НБ}}$	$Q_{\text{СП}}$	$Q_{\text{ВДХР}}$	$Q_{\text{ХС}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	$V_{\text{НАЧ}}$	dV	$V_{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{НАЧ}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{СР}}$	$Z_{\text{НБ}}$	$H_{\text{ГЭС}}$	$N_{\text{ГЭС}}$
7	158	220	60	62	0	220	0,0598	0,00	0,060	367,00	366,92	367	313	53,58	104
8	158	345	60	187	0	345	0,06	0,00	0,059	366,92	366,65	367	313	53,05	161
9	158	346	60	188	0	346	0,06	0,00	0,058	366,65	366,38	367	313	52,78	161
10	158	310	60	152	0	310	0,06	0,00	0,058	366,38	366,16	366	313	52,63	144
11	158	68	60	-90	0	68	0,06	0,00	0,058	366,16	366,29	366	312	53,37	32
12	158	60	60	-98	0	60	0,06	0,00	0,058	366,29	366,43	366	312	53,53	28
13	158	60	60	-98	0	60	0,06	0,00	0,059	366,43	366,57	367	312	53,67	29
14	158	60	60	-98	0	60	0,06	0,00	0,059	366,57	366,71	367	312	53,81	29
15	158	131	60	-27	0	131	0,06	0,00	0,059	366,71	366,75	367	313	53,64	62
16	158	346	60	188	0	346	0,06	0,00	0,058	366,75	366,48	367	313	52,88	161
17	158	348	60	190	0	348	0,06	0,00	0,058	366,48	366,21	366	313	52,61	161
18	158	349	60	191	0	349	0,06	0,00	0,057	366,21	365,93	366	313	52,33	161
19	158	351	60	193	0	351	0,06	0,00	0,056	365,93	365,64	366	313	52,04	161
20	158	138	60	-20	0	138	0,06	0,00	0,056	365,64	365,67	366	313	52,54	64
21	158	116	60	-42	0	116	0,06	0,00	0,057	365,67	365,73	366	312	52,66	54
22	158	60	60	-98	0	60	0,06	0,00	0,057	365,73	365,88	366	312	52,97	28
23	158	60	60	-98	0	60	0,06	0,00	0,057	365,88	366,02	366	312	53,12	28
24/0	158	60	60	-98	0	60	0,06	0,00	0,058	366,02	366,16	366	312	53,26	28
1	158	60	60	-98	0	60	0,06	0,00	0,058	366,16	366,30	366	312	53,40	28
2	158	60	60	-98	0	60	0,06	0,00	0,058	366,30	366,45	366	312	53,54	28
3	158	60	60	-98	0	60	0,06	0,00	0,059	366,45	366,59	367	312	53,69	29
4	158	60	60	-98	0	60	0,06	0,00	0,059	366,59	366,73	367	312	53,83	29
5	158	60	60	-98	0	60	0,06	0,00	0,059	366,73	366,87	367	312	53,97	29
6	158	60	60	-98	0	60	0,06	0,00	0,060	366,87	367,00	367	312	54,10	29

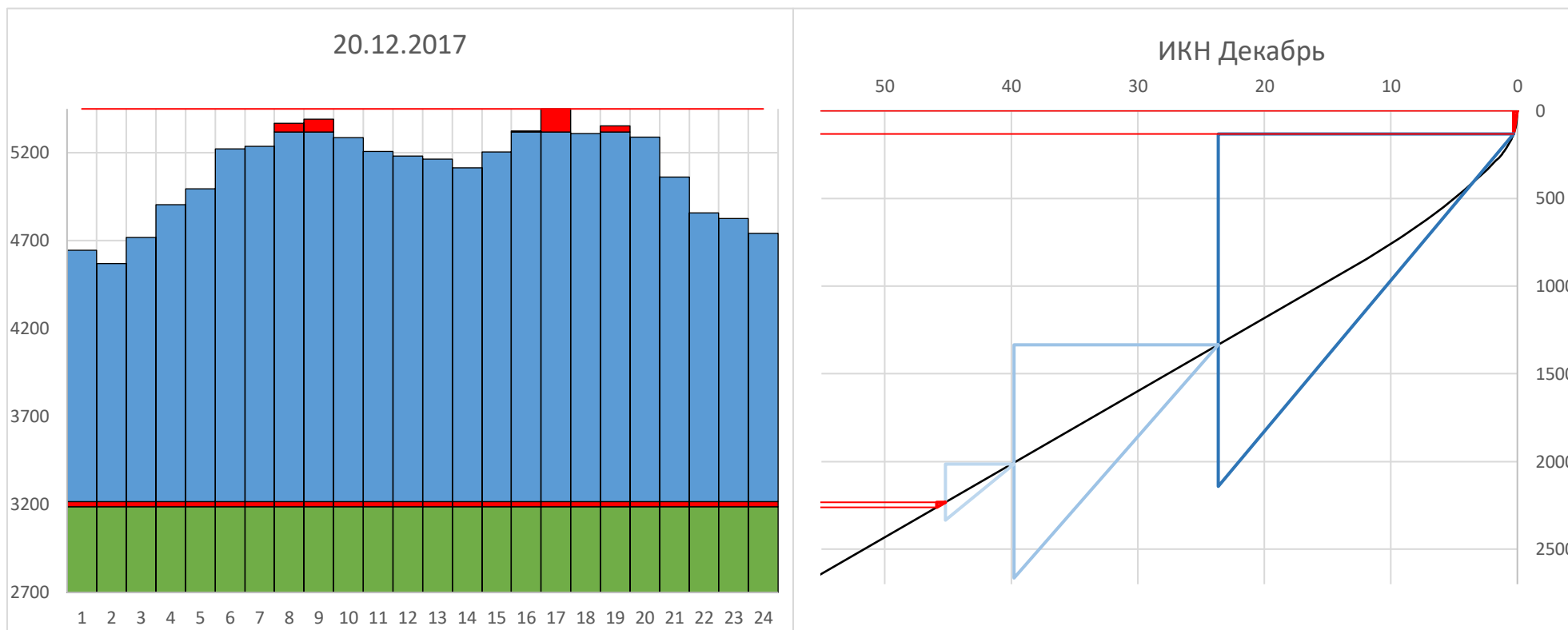


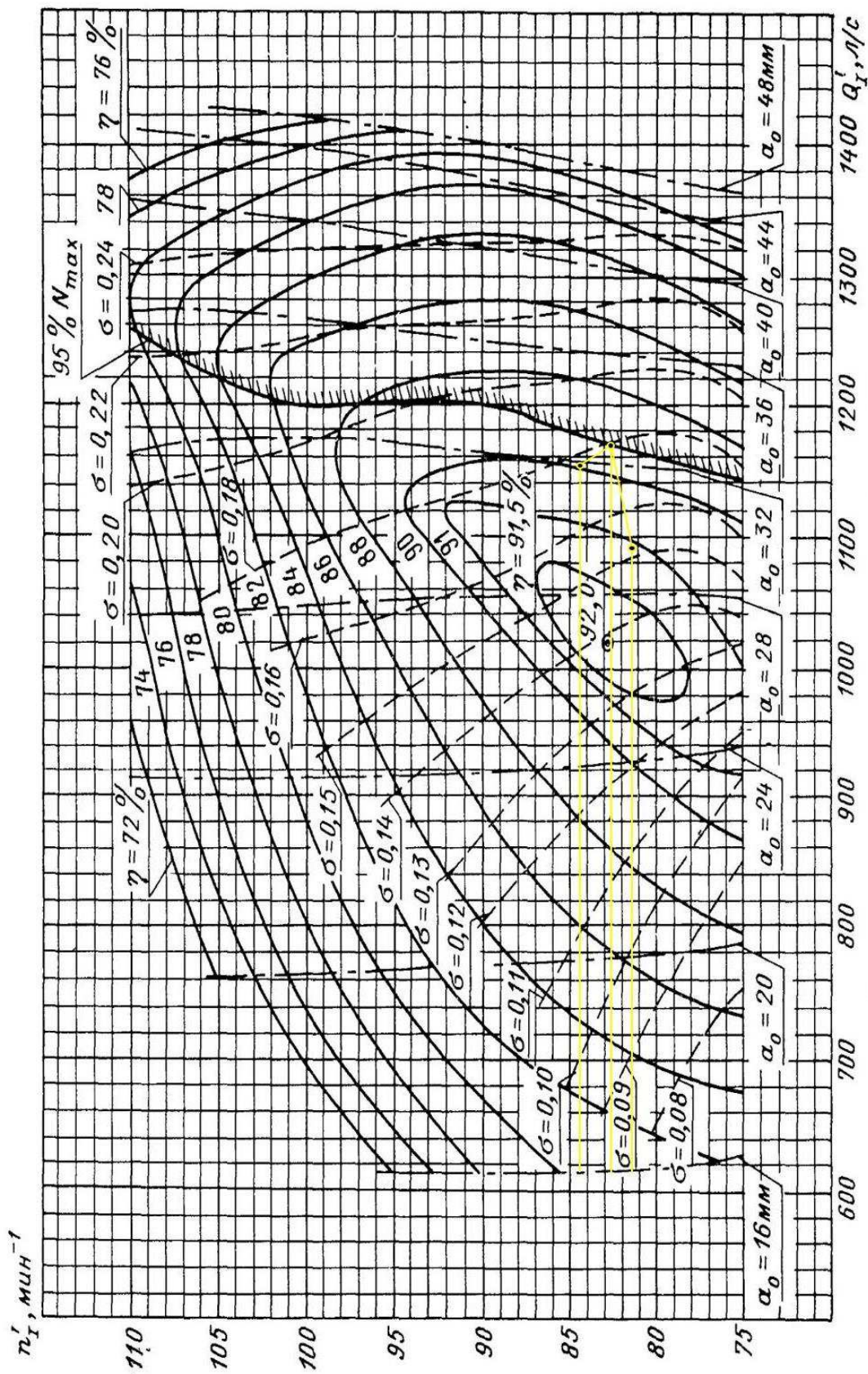
Рисунок А.12 – Суточный график и интегральная кривая нагрузки ОДУ Востока на 20.12.2017

Таблица А.12 – Результаты сработки Декабря 20.12.2017

Часы	$Q_{\text{ПОЛ}}$	$Q_{\text{НБ}}$	$Q_{\text{СП}}$	$Q_{\text{ВДХР}}$	$Q_{\text{ХС}}$	$Q_{\text{ГЭС}}$	$V_{\text{НАЧ}}$	dV	$V_{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{НАЧ}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{КОН}}$	$Z_{\text{ББ}}^{\text{СР}}$	$Z_{\text{НБ}}$	$H_{\text{ГЭС}}$	$N_{\text{ГЭС}}$
8	87	169	60	82	0	169	0,0598	0,00	0,060	367,00	366,89	367	313	53,73	80
9	87	219	60	132	0	219	0,06	0,00	0,059	366,89	366,70	367	313	53,42	103
10	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,059	366,70	366,74	367	312	53,89	28
11	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,059	366,74	366,78	367	312	53,93	28
12	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,059	366,78	366,81	367	312	53,97	28
13	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,059	366,81	366,85	367	312	54,00	28
14	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,060	366,85	366,89	367	312	54,04	28
15	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,060	366,89	366,93	367	312	54,08	28
16	87	76	60	-11	0	76	0,06	0,00	0,060	366,93	366,95	367	312	54,05	36
17	87	345	60	258	0	345	0,06	0,00	0,059	366,95	366,58	367	313	53,03	161
18	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,059	366,58	366,62	367	312	53,77	28
19	87	138	60	51	0	138	0,06	0,00	0,059	366,62	366,54	367	313	53,47	65
20	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,059	366,54	366,58	367	312	53,73	28
21	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,059	366,58	366,62	367	312	53,77	28
22	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,059	366,62	366,66	367	312	53,81	28
23	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,059	366,66	366,70	367	312	53,85	28
24/0	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,059	366,70	366,74	367	312	53,89	28
1	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,059	366,74	366,77	367	312	53,93	28
2	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,059	366,77	366,81	367	312	53,96	28
3	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,059	366,81	366,85	367	312	54,00	28
4	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,060	366,85	366,89	367	312	54,04	28
5	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,060	366,89	366,93	367	312	54,08	28
6	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,060	366,93	366,97	367	312	54,12	28
7	87	60	60	-27	0	60	0,06	0,00	0,060	366,97	367,00	367	312	54,16	28

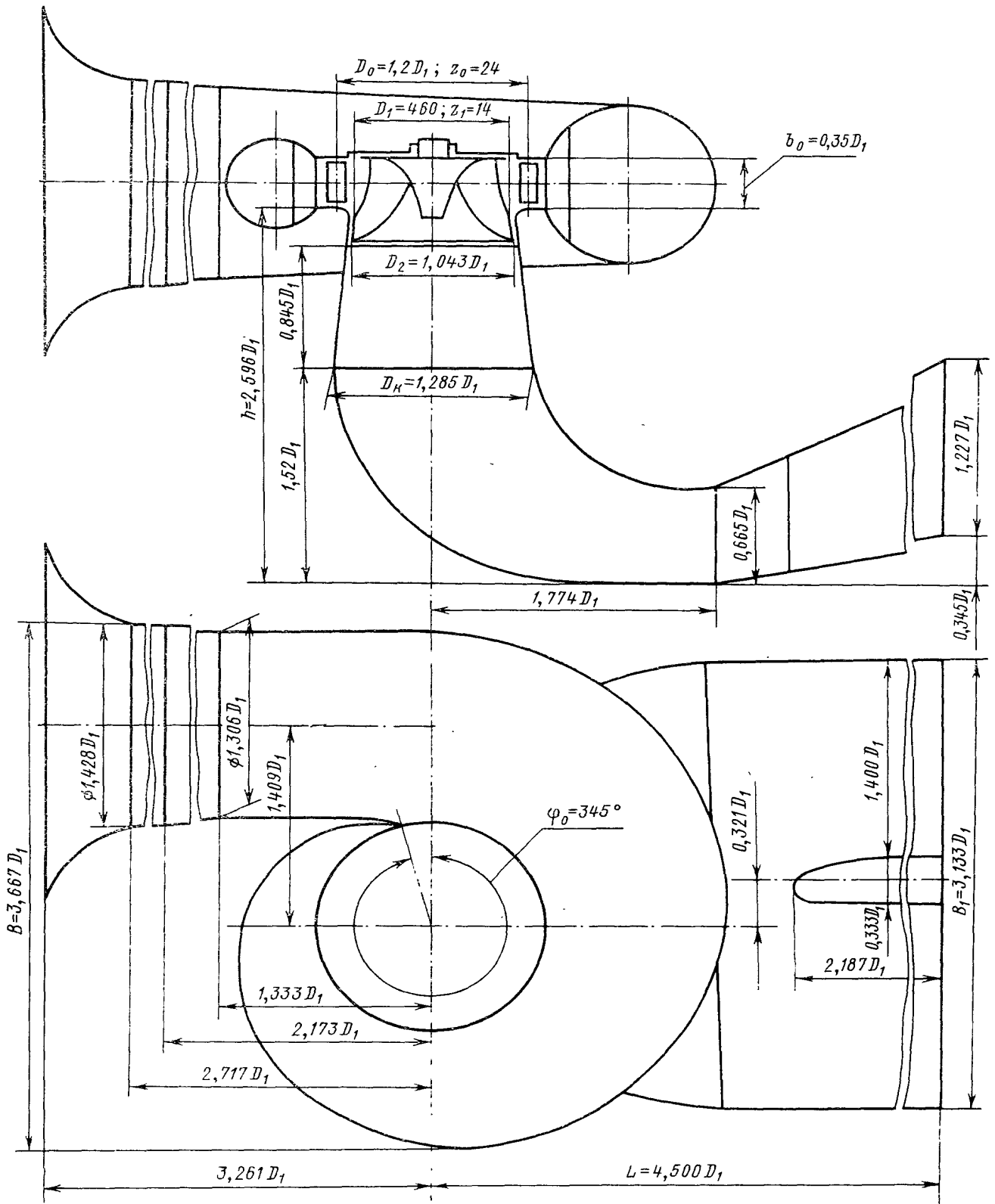
ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Главная универсальная характеристика



ПРИЛОЖЕНИЕ В

Проточная часть



ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Фрагмент кода

Option Explicit

Option Base 1

Option Private Module

Public Const RZero As Double = 2 ^ -30

Public Const LZero As Double = -RZero

Public Const ROne As Double = 1 + RZero

Public Const LOne As Double = 1 - RZero

Public Const RMOne As Double = -1 + RZero

Public Const LMOne As Double = -1 - RZero

,

Public Const LEps As Double = 2 ^ -20

Public Const REps As Double = 2 ^ -10

,

Public Const Pi As Double = 3.14159265358979

Public Const LNHalf As Double = -0.693147180559945

Public WSF As WorksheetFunction

Public Type Spline3

Xs() As Double: Hs() As Double: HA As Double: XA As Double

Ys() As Double: Y1s() As Double: Y2s() As Double: SCY As Double

Bs() As Double: B1s() As Double: B3s() As Double: Cs() As Double

N As Long: M As Long

End Type 'Spline3'

Sub ArrayTypeGet(DataArr, ReturnArr(), ItemCnt As Long, ArrType)

Dim D1 As Long, D2 As Long

,


```

    If TypeOf DataArr Is Range Then ReturnArr = DataArr.Value2 Else ReturnArr =
DataArr
    On Error Resume Next
    D1 = UBound(ReturnArr, 1): D2 = UBound(ReturnArr, 2)
    On Error GoTo 0
    If D1 Then
        If D2 = 1 Then
            ItemCnt = D1: ArrType = 1 ' столбец(N,1) '
        ElseIf D2 = 0 Then
            ItemCnt = D1: ArrType = 3 ' строка-D1Array(N) '
        Else ' D2 > 1 '
            If D1 = 1 Then
                ItemCnt = D2: ArrType = 2 ' строка(1,M) '
            Else: ItemCnt = D1 * D2: ArrType = 4 ' таблица(N,M) '
            End If
        End If
    End If
    Else: ArrType = 0 ' скаляр '
    End If
End Sub 'ArrayTypeGet'

```

```

Sub XYArraysTypeGet(DataXArr, DataYArr, ReturnXArr(), ReturnYArr(), XCnt As
Long, YCnt As Long, XArrType, YArrType)
    Dim XD1 As Long, XD2 As Long, YD1 As Long, YD2 As Long
    '
    If TypeOf DataXArr Is Range Then ReturnXArr = DataXArr.Value2 Else
ReturnXArr = DataXArr
    If TypeOf DataYArr Is Range Then ReturnYArr = DataYArr.Value2 Else
ReturnYArr = DataYArr
    On Error Resume Next
    XD1 = UBound(ReturnXArr, 1): YD1 = UBound(ReturnYArr, 1)

```

```

XD2 = UBound(ReturnXArr, 2): YD2 = UBound(ReturnYArr, 2)
On Error GoTo 0
If XD1 Then
    If XD2 = 1 Then
        XCnt = XD1: XArrType = 1 ' столбец(N,1) '
    ElseIf XD2 = 0 Then
        XCnt = XD1: XArrType = 3 ' строка-D1Array(N) '
    Else ' XD2 > 1 '
        If XD1 = 1 Then
            XCnt = XD2: XArrType = 2 ' строка(1,M) '
        Else: XArrType = 4 ' таблица(N,M) '
        End If
    End If
Else: XArrType = 0 ' скаляр '
End If
If YD1 Then
    If YD2 = 1 Then
        YCnt = YD1: YArrType = 1
    ElseIf YD2 = 0 Then
        YCnt = YD1: YArrType = 3
    Else ' YD2 > 1 '
        If YD1 = 1 Then
            YCnt = YD2: YArrType = 2
        Else: YArrType = 4
        End If
    End If
Else: YArrType = 0
End If
End Sub 'XYArraysTypeGet'

```

```

Sub NumArrayGet(DataValue, NumArray() As Double, Cnt As Long, ArrType)
    Dim Arr(), N As Long, K As Long, VT As Long, Item
    '
    ArrayTypeGet DataValue, Arr, Cnt, ArrType
    Select Case ArrType
    Case 1
        For K = Cnt To 1 Step -1
            VT = VarType(Arr(K, 1)): If VT > 1 And VT < 8 Then Exit For ' если число '
        Next
    Case 2
        For K = Cnt To 1 Step -1
            VT = VarType(Arr(1, K)): If VT > 1 And VT < 8 Then Exit For
        Next
    Case 3
        For K = Cnt To 1 Step -1
            VT = VarType(Arr(K)): If VT > 1 And VT < 8 Then Exit For
        Next
    Case Else
        Err.Raise xlErrValue ' таблица '
    End Select
    Cnt = K: ReDim NumArray(Cnt): K = 0
    For Each Item In Arr
        K = K + 1: If K > Cnt Then Exit For
        If VarType(Item) > 1 And VarType(Item) < 8 Then NumArray(K) = Item Else
Err.Raise xlErrNum ' ошибка - если не число '
    Next
    If ArrType = 3 Then ArrType = 2 ' строка '
End Sub 'NumArrayGet'

```

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

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических систем
и электрических сетей

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

И.И. Замин И.И. Замин
подпись инициалы, фамилия
«03» «04» 2020 г

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ МАЙСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ МАЯ.
АППРОКСИМАЦИЯ СЛОЖНЫХ КРИВЫХ СВЯЗИ В НИЖНЕМ БЬЕФЕ
ГИДРОСТАНЦИИ**

Выпускник 26.06.2020 Рожинский
подпись, дата

Н.А. Феокистов
инициалы, фамилия

Руководитель 28.06.2020 Замин доц.
подпись, дата должность

К.Т.И. Е.Ю. Затева
инициалы, фамилия

Саяногорск Черёмушки 2020

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Майской ГЭС на реке Мая. Аппроксимация сложных кривых связи в нижнем бьефе гидростанции».

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд 02.07.2020
подпись, дата

Затеева Е.Ю.
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

Резин 02.07.20
подпись, дата

А.В. Масинский
инициалы, фамилия

Электрическая часть

Андрей
подпись, дата

А.Т. Жуков
инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

И.И.
подпись, дата

Л.В. Мухомов
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружение гидроузла

Ура 02.07.20
подпись, дата

Н.П. Усманова
инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

В.В.
подпись, дата

И.И. Тарасов
инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

И.И. 2.07.20
подпись, дата

Курганов В.А.
инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

В.В. 02.07.20
подпись, дата

В.В. Лаврова
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

И.И. 02.07.20
подпись, дата

А.А. Захарова
инициалы, фамилия