

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал
институт

Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.А.Ачитаев
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВЛАДИМИРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТОК.
ИССЛЕДОВАНИЕ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В ТРАНСФОРМАТОРАХ
ТОКА
тема

канд. техн. наук, доцент кафедры
ГГЭЭС Саяно-Шушенского

Руководитель	_____	<u>филиала СФУ</u>	<u>И.И.Литвинов</u>
	подпись, дата	ученая степень, ученое звание, должность, место работы	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>Ю.А.Зинькевич</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Владимирской ГЭС на реке Ток. Исследование переходных процессов в трансформаторах тока»

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 сооружения и 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

Технический паспорт Владимирской ГЭС	7
ВВЕДЕНИЕ	8
1 Общая часть	9
1.1 Природные условия	9
1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла	9
1.1.2 Гидрологические данные	9
1.1.3 Геологические данные	10
1.1.4 Энерго-экономическая характеристика района	10
2 Водно-энергетические расчеты	11
2.1 Исходные данные	11
2.2 Выбор расчетных гидрографов для маловодного и среднего по водности года при заданной обеспеченности стока	12
2.3 Определение максимального расчетного расхода	15
2.4 Построение интегральных кривых нагрузок энергосистемы и годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	16
2.4.1 Интегральные кривые нагрузки (ИКН)	16
2.4.2 Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	16
2.5 Определение типа регулирования ГЭС	18
2.5.1 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году	18
2.6 Баланс энергии	22
2.7 Расчёт резервов	23
2.9 Баланс мощности	24
3 Основное и вспомогательное оборудование	26
3.1 Построение режимного поля	26
3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам ...	26
3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы	31
3.4 Гидромеханический расчёт спиральной камеры	33
3.5 Расчет деталей и узлов гидротурбины	36
3.5.1 Расчет вала на прочность	36
3.5.2 Расчет подшипника	37
3.6 Выбор типа серийного генератора	38
3.7 Выбор вспомогательного оборудования	39
3.7.1 Выбор типа маслонапорной установки	39
4 Электрическая часть	40
4.1 Выбор структурных схем электрических соединений ГЭС	40
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС	40
4.2.1 Выбор синхронного генератора	40
4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схем с одиночным блоком	41

4.2.3	Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупненным блоком	43
4.2.4	Выбор трансформатора собственных нужд	44
4.3	Выбор количества отходящих воздушных линий, распределительного устройства и марки проводов воздушных линий	45
4.4	Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета	46
4.5	Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения	48
4.6	Расчёт токов трехфазного и однофазного короткого замыкания в главной схеме с помощью программного обеспечения RastrWin.....	48
4.6.1	Расчет исходных данных.....	48
4.6.2	Внесение исходных данных в программный комплекс и расчет токов короткого замыкания на СШ и генераторном напряжении в программном комплексе «RastrWin».....	50
4.6.3	Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима ...	51
4.6.4	Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ	52
4.7	Выбор трансформаторов тока и напряжения	56
4.8	Выбор параметров КРУЭ	57
5	Релейная защита и автоматика	59
5.1	Расчет номинальных токов	59
5.2	Перечень защит основного оборудования	62
5.3	Описание защит и расчет их уставок	63
5.3.1	Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)	63
5.3.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (UN (UO)).....	66
5.3.3	Защита от повышения напряжения (U1>), (U2>)	69
5.3.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I2)	69
5.3.5	Защита от симметричных перегрузок (I1).....	74
5.3.6	Дистанционная защита генератора Z1 <, Z2 <.....	76
5.3.7	Защита от перегрузки обмотки ротора	79
5.4	Выбор комплекса защит блока генератор – трансформатор	80
5.5	Таблица уставок и матрица отключений.....	81
6	Компоновка сооружения	82
6.1	Определение отметки гребня бетонной плотины.....	82
6.2	Расчет пропускной способности водосливной плотины	85
6.2.1	Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случая.....	86
6.2.2	Определение расхода через другие водопропускные сооружения гидроузла (донные отверстия и глубинные водосбросы)	87
6.2.3	Определение ширины водосливного фронта	88
6.2.4	Определение напора на водосливе.....	89

6.2.5	Определение отметки гребня водослива	90
6.2.6	Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае.....	90
6.2.7	Построение профиля водосливной грани.....	91
6.3.	Расчет сопряжения потока в НБ	92
6.3.1	Расчет отброса струи	93
6.4	Конструирование бетонной плотины	96
6.4.1	Определение ширины подошвы плотины	96
6.4.2	Быки.....	97
6.4.3	Устои	97
6.4.4	Галереи в теле плотины.....	97
6.4.5	Галереи в теле плотины.....	98
6.4.6	Элементы подземного контура плотины.....	98
6.5	Определение основных нагрузок на плотину	100
6.5.1	Вес сооружения и затворов.....	100
6.5.2	Сила гидростатического давления	100
6.5.3	Равнодействующая взвешивающего давления	101
6.5.4	Сила фильтрационного давления	101
6.5.5	Давление грунта	101
6.5.6	Расчет волнового давления	103
6.6	Оценка прочности плотины	104
6.6.1	Критерии прочности плотины и ее основания.....	106
6.6.2	Обоснование устойчивости плотины.....	107
7	Пожарная безопасность. Охрана труда. Охрана окружающей среды..	109
7.1	Пожарная безопасность	109
7.1.1	Объекты водяного пожаротушения на ГЭС.....	112
7.2	Охрана труда.....	113
7.3	Охрана окружающей среды	118
7.3.1	Общие сведения о районе строительства	118
7.3.2	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	119
7.3.3	Отходы, образующиеся при строительстве.....	121
7.3.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	121
7.3.5	Мероприятия по охране атмосферного воздуха	122
8	Технико-экономические показатели	123
8.1	Оценка объемов реализации электроэнергии	123
8.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	124
8.3	Налоговые расходы.....	126
8.4	Оценка прибыли	127
8.5	Анализ денежных потоков	127
8.6	Оценка инвестиционного проекта.....	128
8.7	Коммерческая эффективность	129
8.8	Бюджетная эффективность	129

8.9 Анализ чувствительности	130
9 Исследование переходных процессов в трансформаторах тока	132
9.1 Общие сведения	132
9.2 Переходные процессы в трансформаторах тока.....	133
9.3 Параметры, влияющие на работу трансформаторов тока	134
9.4 Моделирование переходных процессов	134
9.4.1 Реализация работы модели на языке MatLab	135
9.5 Расчёт хода рабочей точки на характеристике срабатывания дифференциальной защиты.....	139
9.6 Анализ работы.....	143
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	145
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	146
ПРИЛОЖЕНИЕ А Анализ исходных данных.....	149
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Водно – энергетические расчёты	153
ПРИЛОЖЕНИЕ В Основное вспомогательное оборудование	167
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Таблица уставок и матрица отключений.....	176

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ВЛАДИМИРСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки: Ток;
2. Местонахождение ГЭС: Амурская область;
3. Тип проектируемой установки: ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний: 123 м³/с;
 - б) максимальный обеспеченностью 0,1%: 1257,8 м³/с;
 - в) минимальный обеспеченностью 1%: 25 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока: годовое;
 - б) отметки: НПУ 452,00 м, УМО 437,73 м;
 - в) объемы: полный 0,15 км³, полезный 0,00248 км³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный: 57,43 м;
 - б) расчетный: 47,3 м;
 - г) минимальный: 39,7 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность: установленная 109 МВт, гарантированная 35 МВт,
 - б) среднемноголетняя выработка энергии: 447 млн.кВт·ч,
 - в) число часов использования установленной мощности: 4000 ч,
8. Плотины:
 - а) русловая гравитационная;
 - б) правобережная бетонная;
 - в) левобережная грунтовая;
 - г) общая длина 812,0 м, максимальная высота 67,4 м;
9. Водосбросные сооружения
 - а) тип: поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов: 2 отверстия по 14 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) число агрегатов: 2;
 - б) грунты в основании: граниты;
 - в) тип спиральной камеры: круглая металлическая;
 - г) тип отсасывающей трубы: изогнутая;
11. Основное оборудование:
 - а) тип турбины: PO75a-B-400;
 - б) тип генератора: СВ-808/130-40У4, мощность 55 МВт,
 - в) частота вращения: 150 об/мин,
12. Техничко-экономические показатели:
 - а) чистый приведенный доход (NPV): 305,46 млн.руб;
 - б) период окупаемости: 9,5 лет;
 - в) индекс прибыльности: 1,12 рублей;
 - г) удельные капиталовложения: 88683,8 руб/кВт.

ВВЕДЕНИЕ

Сегодня Гидроэнергетика является одним из наиболее эффективных направлений электроэнергетики. Гидроресурсы — возобновляемый и наиболее экологичный источник энергии, использование которого позволяет снижать выбросы в атмосферу тепловых электростанций и сохранять запасы углеводородного топлива для будущих поколений. Кроме своего прямого назначения — производства электроэнергии — гидроэнергетика решает дополнительно ряд важнейших для общества и государства задач. Прямая выгода от них включает создание систем питьевого и промышленного водоснабжения, развитие судоходства, создание ирригационных систем в интересах сельского хозяйства, рыборазведение, регулирование стока рек, позволяющее осуществлять борьбу с паводками и наводнениями, обеспечивая безопасность населения.

Гидроэнергетика является инфраструктурой для деятельности и развития целого ряда важнейших отраслей экономики и страны в целом. Каждая введенная в эксплуатацию гидроэлектростанция становится точкой роста экономики региона своего расположения, вокруг нее возникают производства, развивается промышленность, создаются новые рабочие места.

Развитие Дальнего Востока – сегодня одна из наиболее приоритетных задач государства. Для ее решения разработана Федеральная целевая программа по развитию региона, создано Министерство по развитию Дальнего Востока. Строительство новых станций необходимо для повышения надежности энергоснабжения региона и сдерживания роста тарифов. Богатейшие ресурсы Дальневосточного региона остаются малоосвоенными по сравнению с другими областями России. По разным оценкам, экономический потенциал Дальнего Востока задействован на 5 — 15%. Гидропотенциал Дальнего Востока составляет порядка 370 млрд кВтч, что в 10 раз больше нынешней выработки всех энергосистем региона. Это богатство освоено всего на 3%.

Задача выпускной квалификационной работы изучить основные дисциплины, позволяющие будущему специалисту-гидроэнергетику освоить приёмы ведения режима водохранилищ, проектирование гидроузла в условиях, максимально приближенных к реальным. Целью является обоснование в заданном створе реки параметров проектируемой ГЭС, в частности установленной мощности и среднесуточной выработки, предназначенной для работы в объединённой энергетической системе с учётом требований водохозяйственного комплекса.

1 Общая часть

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат в районе проектируемого гидроузла

Климат Амурской области резко континентальный с муссонными чертами. Формирование такого климата обусловлено взаимодействием солнечной радиации, циркуляции воздушных масс и следующих географических факторов: широтное положение, удалённость территории от моря, влияние подстилающей поверхности в виде рельефа, растительности, водных объектов.

Радиационный режим является основным фактором климатообразования. Территория Амурской области располагается в умеренных широтах, где в течение года, в связи с изменением высоты солнца над горизонтом, изменяется продолжительность дня и поступление солнечной радиации. На приход солнечной радиации влияет состояние атмосферы: чем больше повторяемость ясных дней, тем больше приток солнечной энергии. Продолжительность солнечного сияния, выраженная в часах за год, на севере области составляет величину 1900-2000, а на юге – более 2500.

Средние июльские температуры не превышают 19°C, а январские опускаются до – 27-32°C. Осадков же выпадает не меньше, чем на юге, поэтому здесь повышается заболоченность.

Годовое количество осадков в области велико: в северо-восточных горных и восточных районах их величина составляет от 900 до 1000 мм. За июнь, июль и август может выпадать до 70% годовой нормы осадков.

1.1.2 Гидрологические данные

Ток – река в Зейском районе Амурской области России, правый приток Зеи. Длина реки – 251 км, площадь её водосборного бассейна – 6420 км², средняя глубина – 6 м, средний расход воды в реке – $123 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$. Исток – на северных склонах хребта Таага. В верхнем течении характерна многолетними наледями. Течёт сначала на север, затем поворачивает на юг. С 1938 года велись гидрологические наблюдения. Впадает в Зею примерно в 25 км выше посёлка Бомнак, в устье делится на несколько рукавов.

Минимальный зафиксированный расход – $4.89 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$. Максимальный зафиксированный расход – $1250 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$. Питание реки в основном дождевое. Качество воды – питьевая. Основными притоками являются: реки Сивакан и Владимировская.

1.1.3 Геологические данные

В основании реки Ток - скальные породы: граниты и гранодиорит.

В соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Владимирской ГЭС равна 6 – 7 баллам.

1.1.4 Энерго – экономическая характеристика района

Энергетика Амурской области – сектор экономики региона, обеспечивающий производство, транспортировку и сбыт электрической и тепловой энергии. По состоянию на 2019 год, на территории Амурской области эксплуатировались 5 крупных электростанций общей мощностью 4166 МВт и 5 небольших дизельных электростанций общей мощностью 0,4 МВт.

Владимирская ГЭС предназначена для работы в составе электростанций, входящих в оперативную зону Филиала АО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Востока». В состав ОДУ Востока входят: Амурское, Приморское, Хабаровское, Якутское РДУ.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Исходные данные

1. Данные по энергосистеме:
 - 1.1 Энергосистема: ОЭС Востока;
 - 1.2 Годовой максимум нагрузки: 719 МВт;
 - 1.3 Число часов использования установленной мощности 4000 ч;
 - 1.4 Резервы: Нагрузочный резерв составляет 2%, аварийный резерв составляет 8%;
2. Схема использования реки: одиночная ГЭС;
3. Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе гидроузла представлена в приложении А, на рисунке А.1;
4. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе 0,85;
5. Требования участников ВХК и потери воды представлены в таблице 2.1;

Таблица 2.1 – Требования участников ВХК и потери воды

Q, м ³ /с	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Требования ВХК	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Фильтрация	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Испарение	0	0	0	1	2	1	2	1	1	1	0	0
Льдообразование	2,0	2,8	-2,3	-4,7	0	0	0	0	0	0,2	0,9	1,1
Q _{сан.п-к}	25											

6. Коэффициент мощности $k_N = 8,6$;
7. Потери напора в водопроводящих сооружениях $\Delta h = 0,3$ м;
8. НПУ Владимирской ГЭС 452,00 м;
9. Расчетный гидрологический ряд наблюдений реки Ток в створе Владимирской ГЭС с 1938 по 1978 год представлен в приложении А, таблица А.2.

Профиль створа представлен на рисунке 2.2.

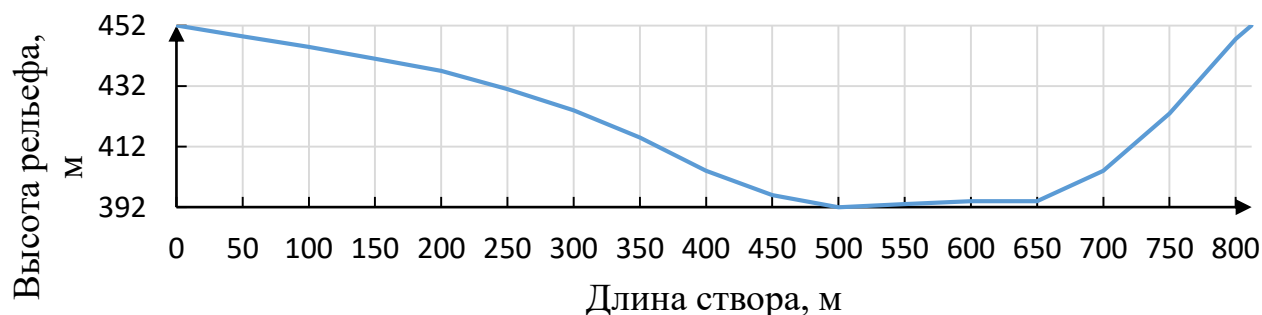


Рисунок 2.2 – Профиль створа

2.2 Выбор расчетных гидрографов для маловодного и среднего по водности года при заданной обеспеченности стока

При определении установленной мощности, проектируемой Владимирской ГЭС, необходимо определить маловодный и средневодный год, исходя из предложенного гидрологического ряда за 41 год наблюдений р. Ток в период с 1938 – 1979 гг.

Для выбора расчетных гидрографов разделим год на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). К периоду половодья относятся те месяцы, в которых расходы больше или равны среднегодовому расходу, остальные месяцы – это период межени. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания и рассчитываем обеспеченность каждого среднегодового расхода, расхода в половодье и в межень в процентах по формуле (2.1):

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

где m – порядковый номер члена ряда среднегодовых расходов, ранжированного в убывающем порядке;

$n = 41$ – общее число членов ряда.

Заносим полученные значения в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года

№п/п	P, %	Qср год, м3/с	Годы	Qмеж, м3/с	Годы	Qпол, м3/с	Годы
1	2	215	1958	101	1945	618	1958
2	5	208	1968	95	1968	583	1946
3	7	206	1959	91	1959	551	1959
4	10	201	1967	87	1951	548	1968
6	14	182	1975	80	1958	523	1960
7	17	182	1946	74	1975	505	1975
8	19	165	1976	73	1972	479	1976
9	21	156	1961	72	1960	463	1963
10	24	154	1969	64	1970	444	1969
11	26	148	1945	62	1961	436	1961
12	29	148	1963	60	1976	407	1974
13	31	146	1974	59	1974	402	1950
14	33	140	1950	58	1969	395	1954
15	36	138	1972	56	1944	341	1962
16	38	130	1951	56	1973	335	1972
17	40	130	1970	53	1950	334	1942
18	43	126	1954	51	1952	325	1970
19	45	121	1962	50	1971	323	1949

Окончание таблицы 2.2

№п/п	Р, %	Qср год, м3/с	Годы	Qмеж, м3/с	Годы	Qпол, м3/с	Годы
20	48	119	1944	48	1946	321	1957
21	50	117	1942	48	1956	311	1947
22	52	110	1947	47	1948	311	1941
23	55	110	1957	47	1962	307	1944
24	57	110	1973	45	1942	307	1955
25	60	107	1952	44	1977	288	1945
26	62	106	1955	43	1947	275	1952
27	64	103	1949	42	1963	270	1973
28	67	97	1971	40	1957	264	1939
29	69	92	1941	40	1943	258	1951
30	71	89	1978	39	1955	255	1953
31	74	88	1939	37	1978	244	1978
32	76	86	1953	36	1954	236	1971
33	79	85	1956	35	1964	219	1940
34	81	81	1940	35	1940	215	1965
35	83	79	1948	30	1949	196	1956
36	86	79	1977	29	1953	185	1938
37	88	73	1965	29	1939	181	1977
38	90	68	1943	26	1965	175	1948
39	93	64	1938	26	1966	152	1943
40	95	62	1964	23	1938	143	1964
41	98	55	1966	19	1941	142	1966

По расчетным обеспеченностям определяем маловодный и средневодный год. За маловодный принимаем год со среднегодовой обеспеченностью 90%, но в данном случае нет конкретного года, поэтому определяем ближайшие годы от расчетной обеспеченности: 1942 и 1953 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. Таким образом, принимаем тот год, который будет иметь коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Находим коэффициенты приведения по половодью и межени

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{баз(половодье)}}}{Q_{1942 \text{ по половодью}}} = \frac{48}{45} = 1,07$$

$$K_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{баз(межень)}}}{Q_{1953 \text{ по межени}}} = \frac{27}{55} = 0,93$$

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{баз(половодье)}}}{Q_{1943 \text{ по половодью}}} = \frac{244}{235} = 1,15$$

$$K_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{баз(межень)}}}{Q_{1943 \text{ по межени}}} = \frac{27}{26} = 0,65$$

Сравним полученные коэффициенты делаем вывод, что маловодным будет 1943 год. Произведем корректировку расходов 1943 года с учетом коэффициентов приведения. Но при этом должно выполняться условие: объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после нее.

В маловодном году имеются такие расходы, которые превышают значения средневодного года. Нужны дополнительные исправления, они должны быть выполнены при следующем условии: среднегодовое значение расхода средневодного года до исправления должно остаться таким же и после исправления.

Сведем расчёты в итоговую таблицу 2.3 и построим гидрограф для средневодного и маловодного года, результат построения можно увидеть на рисунке 2.3.

Таблица 2.3 – Расчетные обеспеченности 90%, 50%; без приведения, с приведением, с корректировкой

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.} , м ³ /с
Q _{50%}	20	23	27	74	313	376	312	75	65	52	43	24	117
Q _{50%привед.}	21	25	29	79	291	350	291	80	69	55	46	26	113
Q _{50% корр.}	20	21	24	79	313	376	312	72	68	57	43	29	117
Q _{90%}	11	13	19	73	156	143	158	64	63	52	43	23	68
Q _{90%привед.}	7	8	12	47	180	165	182	42	41	34	28	15	63
Q _{90% корр.}	11	13	19	73	140	183	140	64	63	52	43	23	68
Q _{50%-90%}	9	8	5	6	173	193	172	8	5	5	0	6	49

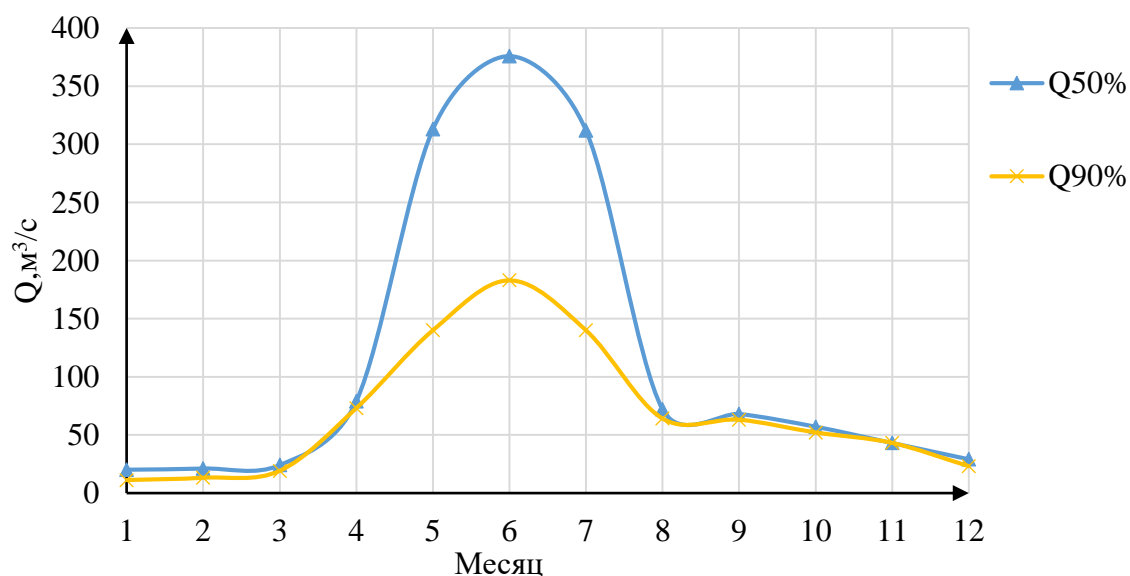


Рисунок 2.3 - Совмещенный гидрограф средневодного и маловодного года

2.3 Определение максимального расчетного расхода

По исходному ряду выбираем средние максимальные расходы, заносим данные в таблицу Приложение А, таблица А.3.

Определяем параметры кривой обеспеченности $Q_{\text{ср}}$, коэффициент вариации C_v и асимметрии C_s .

$$K = \frac{Q_n}{Q_{\text{ср}}}, \quad (2.1)$$

где Q_n – n – ый член ряда максимальных годовых расходов;

$Q_{\text{ср}}$ – средний многолетний максимальный расход.

Коэффициент вариации ряда максимальных расходов:

$$C_v = \sqrt{\frac{\sum(K-1)^2}{n}} = \sqrt{\frac{5,090}{41}} = 0,35; \quad (2.2)$$

$$C_s = \frac{\sum(K-1)^3}{nC_v^3} = \frac{0,933}{41 \cdot (0,35)^3} = 0,53. \quad (2.3)$$

Средняя квадратичная ошибка вычисления коэффициентов вариации равна:

$$\delta_{cv} = \pm \frac{\sqrt{1+3C_v^2}}{\sqrt{2(n-1)}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{1+3 \cdot 0,35^2}}{\sqrt{2 \cdot 40}} \cdot 100\% = 13\%. \quad (2.4)$$

Ошибка является допустимой для этого ряда.

Средняя квадратичная ошибка коэффициента асимметрии равна:

$$\delta_{cs} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n} \cdot \sqrt{1+6C_v^2+5C_v^4}}}{C_s} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{\frac{6}{41} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,35^2+5 \cdot 0,35^4}}}{0,53} \cdot 100\% = 97,3\%.$$

Ошибка является недопустимой, значит, принимаем $C_s = 2C_v$.

$$C_s = 2C_v = 2 \cdot 0,35 = 0,7; \quad (2.6)$$

$$\delta_{cs} = \pm \frac{\sqrt{\frac{6}{n}} \cdot \sqrt{1+6C_v^2+5C_v^4}}{C_s} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{\frac{6}{41}} \cdot \sqrt{1+6 \cdot 0,35^2+5 \cdot 0,35^4}}{0,7} \cdot 100\% = 73,5\%. \quad (2.7)$$

Ошибка является допустимой для этого ряда.

Класс сооружения выбирается согласно Постановления Правительства РФ № 986 от 02.11.2013г. «О классификации гидротехнических сооружений». Исходя из критериев определения класса гидротехнического сооружения, выбираем II класс сооружения.

Производим вычисление теоретической кривой обеспеченности средних годовых расходов по таблице С.И. Рыбкина – П.А. Алексеева.

По данным таблицы С.И. Рыбкина – П.А. Алексеева определяем значение ординат φ при $C_s = 0,63$ и записываем их во вторую строку таблицы А.4 приложение А. Теоретическая и фактическая кривые обеспеченности средних максимальных расходов реки Ток при $P_{0,5\%}$ представлены в приложении А, рисунок А.1.

2.4 Построение интегральных кривых нагрузок энергосистемы и годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

2.4.1 Интегральные кривые нагрузки (ИКН)

Интегральная кривая нагрузки (ИКН) характеризует зависимость изменения прироста суточной выработки электроэнергии от прироста нагрузки энергосистемы. Интегральные кривые нагрузки строятся по данным, полученным в результате ранжирования мощности по убыванию, делению её на зоны, соответствующим приращениям нагрузки и выработке электроэнергии в данных зонах. В приложении Б представлены таблицы Б.1 и Б.2 суточной нагрузки и ИКН для зимнего и летнего периодов.

2.4.2 Годовые графики максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Годовые графики нагрузки строятся для максимальных и средних значений на основе суточных графиков нагрузки изолированной энергосистемы. Годовой график максимальной нагрузки представляет собой косинусоидальную функцию, записанную в формуле (2.8):

$$P(t) = a + b \cdot \cos\left(\left(30^\circ \cdot t - 15^\circ\right) \cdot \frac{\pi}{180}\right), \quad (2.8)$$

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

$$a_{\max} = \frac{P_{\max}^3 + P_{\max}^L}{2} = \frac{724 + 405}{2} = 564,5 \quad (2.9)$$

$$b_{\max} = \frac{P_{\max}^3 - P_{\max}^L}{2} = \frac{724 - 405}{2} = 159,5 \quad (2.10)$$

где P_{\max}^3 , P_{\max}^L , $P_{\text{ср}}^3$, $P_{\text{ср}}^L$ – максимальное потребление в зимние и летние сутки, среднее потребление в зимние и летние сутки. Все вычисления сведем в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Данные для построения годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

t	α	cos	P _{tmax} , МВт	P _{ср.} , МВт
1	0,26	0,966	719	531
2	0,79	0,707	677	504
3	1,31	0,259	606	456
4	1,83	-0,258	523	401
5	2,36	-0,706	452	353
6	2,88	-0,965	411	326
7	3,4	-0,966	410	326
8	3,93	-0,708	451	353
9	4,45	-0,261	523	401
10	4,97	0,256	605	456
11	5,50	0,705	677	504
12	6,02	0,965	719	531

По данным расчетам таблицы 2.4 выполняется построение годовых графиков нагрузки для Амурского РДУ по максимальным и средним значениям нагрузки. График показан на рисунке 2.4

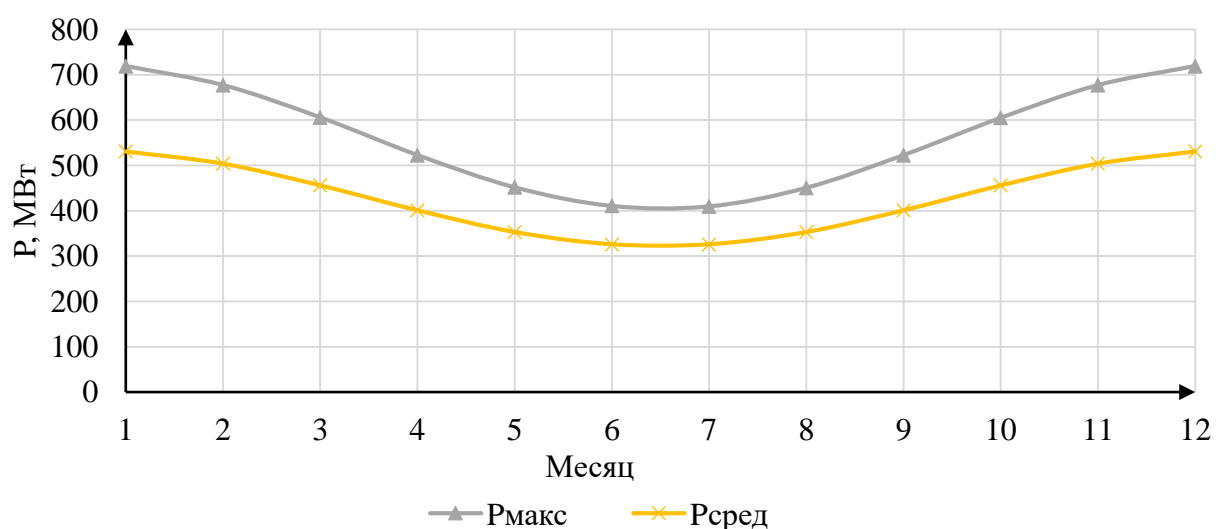


Рисунок 2.4 – Совмещенный годовой график максимальных и средних нагрузок энергосистемы

2.5 Определение типа регулирования ГЭС

Для того чтобы определить предварительный тип регулирования станции определяем коэффициент зарегулированности стока β по формуле (2.14). Найдем среднегодовое количество стока по формуле (2.13):

$$\bar{W} = \bar{Q} \cdot t = 123 \cdot 31536000 = 3,88 \text{ км}^3, \quad (2.13)$$

где \bar{Q} – среднегодовое количество стока за 41 года; t – число секунд в году.

Полезный объем водохранилища проектируемой ГЭС будет известен лишь после сработки, так что используем полезный объем Владимирской ГЭС.

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{\bar{W}} = \frac{0,617}{3,88} = 0,16 \quad (2.14)$$

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

Следовательно, на проектируемой станции будет осуществляться годичный тип регулирования.

2.5.1 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является:

- определение рабочей (гарантированной) мощности проектируемой ГЭС;
- максимальный уровень сработки водохранилища – уровень мертвого объема (УМО);
- полезный объем водохранилища.

Примем, что расход в течение суток постоянный, но при переходе от месяца к месяцу изменяется мгновенно, как и уровень нижнего бьефа. Расчет начинаем с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $V_{\text{НПУ}} = 452 \text{ м}$.

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей.

Для правильного расчета должны соблюдаться три условия:

-
-

$$Q_{\text{НБ}} = Q_{\text{сан.п}} - k,$$

Значение $Q_{\text{НБ}}$ для декабря показан на рисунке 2.6, по результатам расчета для ГЭС. Построим график сработки – наполнения водохранилища, представленный на рисунке 2.5, и суточный график нагрузки, совмещенный с ИКН с учётом существующих электрических станций, представленный на рисунке 2.7. В результате расчета за декабрь определили:

-
-

$$V_{\text{пол.}} = 0,918 \text{ км}^3;$$

$$P_{\text{раб.}} = 56 \text{ МВт};$$

– $\mathcal{E}_{\text{ср.год.}} = 447$ млн. кВт · ч.

Водно-энергетические расчеты за остальные месяцы с суточными графиками нагрузки приведены в приложении Б. На рисунке 2.5 представлен график сработки-наполнения водохранилища за сутки декабря.

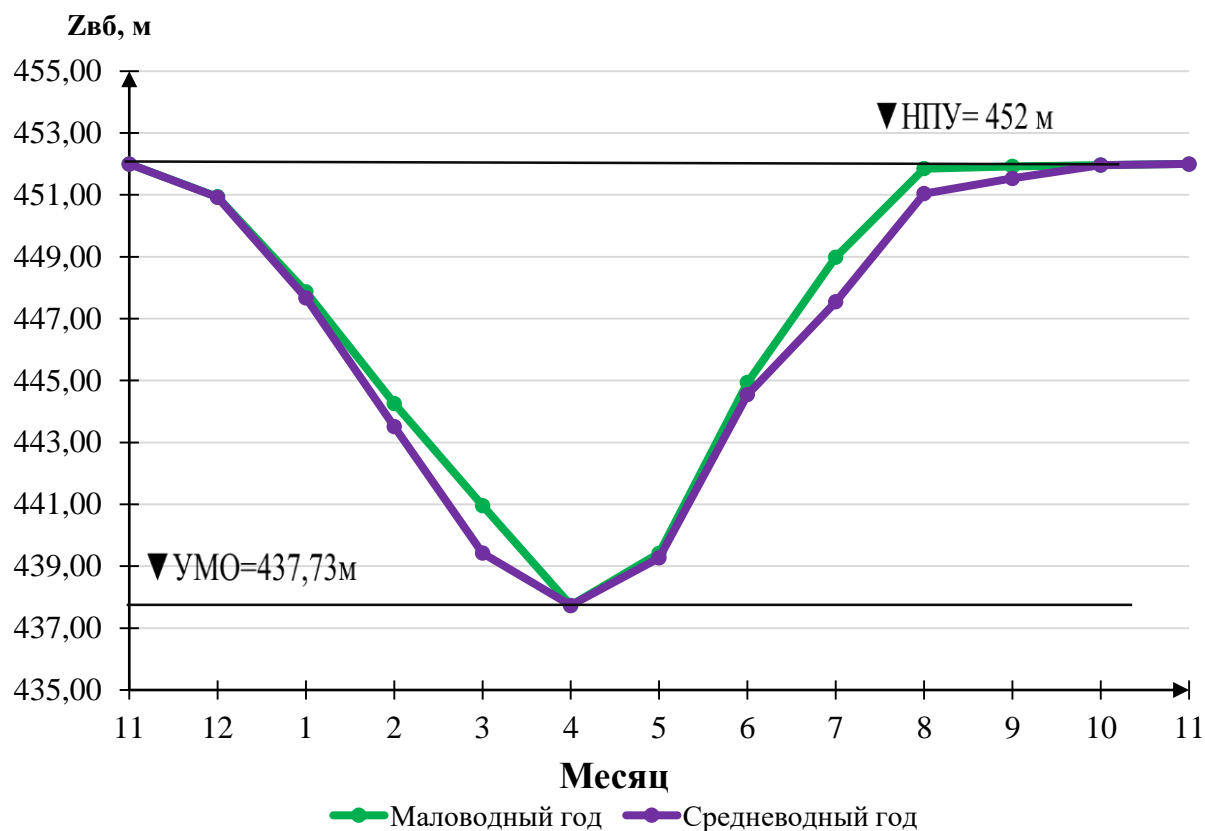


Рисунок 2.5 - График сработки-наполнения водохранилища

Месяц, декада	Расходы, м ³ /с											Объёмы, км ³			Отметки, м			Напор Н, м	Мощность N, МВт	Гарантированная мощность Nгар, МВт	
	Бытовой расход Qбыт	Потери на				Полезный бытовой расход Qпол.б.	Расход из водохранилища Qводх	Расход ВХК QВХК	Расход через турбины QГЭС	Расход холостых сбросов Qх.сбр.	Расход нижнего бьефа Qнб	Объём начальный Vнач.	Приращение объёма ΔV	Объём конечный Vкон	верхнего бьефа						Отметка НБ ЗНБ.
		Шлозование Qшл	Фильтрация Qф	Испарение Qисп	Льдообразование Qл										Начальная отметка Zнач. ВБ	Конечная отметка Zкон. ВБ	Средняя отметка Z.ср. ВБ				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
Сработка-наполнение водохранилища в маловодном году по первому варианту гарантированной мощности																					
Мес.	Qбыт, м ³ /с	Qшл, м ³ /с	Qф, м ³ /с	Qисп, м ³ /с	Qл, м ³ /с	Qпол, м ³ /с	Qводх, м ³ /с	QВХК, м ³ /с	QГЭС, м ³ /с	Qх.сбр, м ³ /с	Qнб, м ³ /с	Vнач, км ³	ΔV, км ³	Vкон, км ³	Zнач. ВБ, М	Zкон. ВБ, М	Zср. ВБ, М	Zнб, М	НГЭС, С. М	Nгэс, МВт	Nгар, МВт
XI	43,0	0	0,7	0	0,9	41,4	29,4	50,0	70,8	0	72	1,744	0,076	1,668	452,00	450,92	451,46	393,24	57,92	35	35
XII	23,0	0	0,7	0	1,1	21,2	98,3	50,0	119,5	0	120	1,668	0,255	1,413	450,92	447,68	449,30	394,07	54,93	56	56
I	11,0	0	0,7	0	2,0	8,3	120,3	50,0	128,6	0	129,3	1,413	0,312	1,101	447,68	443,52	445,60	394,23	51,07	56	56
II	13,0	0	0,7	0	2,8	9,5	77,1	50,0	86,6	0	87,3	1,101	0,200	0,901	443,52	439,42	441,47	393,52	47,65	35	35
III	19,0	0	0,7	0	-2,3	20,6	28,8	50,0	49,4	0	50	0,901	0,075	0,826	439,42	437,73	438,58	392,87	45,41	19	по ВХК
IV	73,0	0	0,7	1	-4,7	76,0	-26,3	50,0	49,7	0	50	0,826	-0,068	0,894	437,73	439,27	438,50	392,87	45,33	19	по ВХК
V	156,0	0	0,7	2	0,0	153,3	-103,7	50,0	49,6	0	50	0,894	-0,269	1,163	439,27	444,54	441,91	392,87	48,73	21	по ВХК
VI	143,0	0	0,7	1	0,0	141,3	-92,0	50,0	49,3	0	50	1,163	-0,238	1,401	444,54	447,54	446,04	392,73	53,01	22	по ВХК
VII	158,0	0	0,7	2	0,0	155,3	-106,0	50,0	49,3	0	50	1,401	-0,275	1,676	447,54	451,04	449,29	392,73	56,26	24	по ВХК
VIII	64,0	0	0,7	1	0,0	62,3	-13,0	50,0	49,3	0	50	1,676	-0,034	1,710	451,04	451,53	451,29	392,73	58,25	25	по ВХК
IX	63,0	0	0,7	1	0,0	61,3	-12,0	50,0	49,3	0	50	1,710	-0,031	1,741	451,53	451,96	451,75	392,73	58,71	25	по ВХК
X	52,0	0	0,7	1	0,2	50,1	-1,0	50,0	49,1	0	50	1,741	-0,003	1,744	451,96	452,00	451,98	392,86	58,82	25	по ВХК

Рисунок 2.6 – Сработка-наполнение водохранилища в декабре

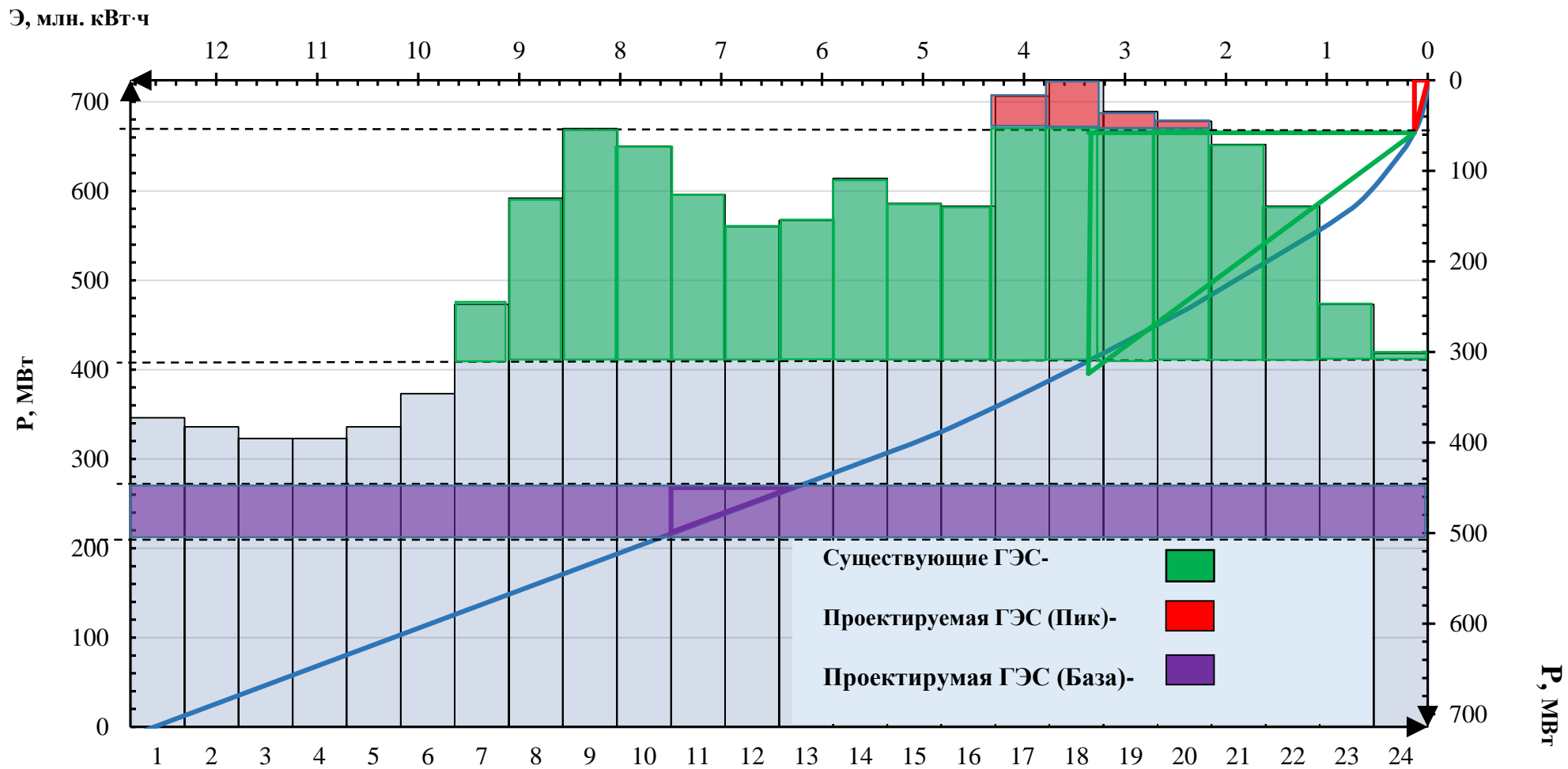


Рисунок 2.7 – Суточный график нагрузки января, совмещенный с ИКН

Сведем результаты водно-энергетических расчетов для каждого месяца в таблицы 2.5, 2.6.

Таблица 2.5 – Результирующая таблица

№п/п	К _Н	Q _{с/п} , м ³ /с	Н, м	№ _{баз} , МВт	Э _{баз} , млн кВт*ч	№ _{гар} , МВт	Э _{гар} , млн кВт*ч	Э _{пик} , млн кВт*ч	№ _{пик} , МВт	№ _{раб} , МВт	№ _{раб. сущ} , МВт
1	8,6	25	51,07	52	1,248	56	1,356	0,108	51	103	260
2			47,65	25	0,6	35	0,852	0,252	76	101	225
3			45,41	10	0,24	19	0,463	0,223	65	75	215
4			45,33	10	0,24	19	0,465	0,225	62	72	174
5			48,73	10	0,24	21	0,499	0,259	54	64	139
6			53,01	11	0,264	22	0,54	0,276	54	65	140
7			56,26	12	0,288	24	0,573	0,285	55	67	127
8			58,25	13	0,312	25	0,593	0,281	59	72	138
9			58,71	13	0,312	25	0,598	0,286	66	79	145
10			58,82	13	0,312	25	0,596	0,284	69	82	183
11			57,92	25	0,6	35	0,847	0,247	76	101	225
12			54,93	52	1,248	56	1,355	0,107	51	103	260

Проведя водно-энергетический расчет режима ГЭС в маловодный год, получили отметку $\nabla_{УМО}=437,73$ м, рассчитали полезный объем водохранилища, который составил $V_{\text{полезн}} = 0,918$ км³.

2.6 Баланс энергии

После выполнения водно-энергетических расчетов построим баланс энергии. Баланс энергии строится по графику средних мощностей энергосистемы. Для построения баланса энергии необходимо рассчитать $N_{\text{ср.сут}}$ проектируемой. Среднесуточные значения мощности, проектированной ГЭС, берутся из сработки для каждого месяца и вычисляются как среднее значение мощности ГЭС за сутки.

На рисунке 2.8 представлен баланс энергии.

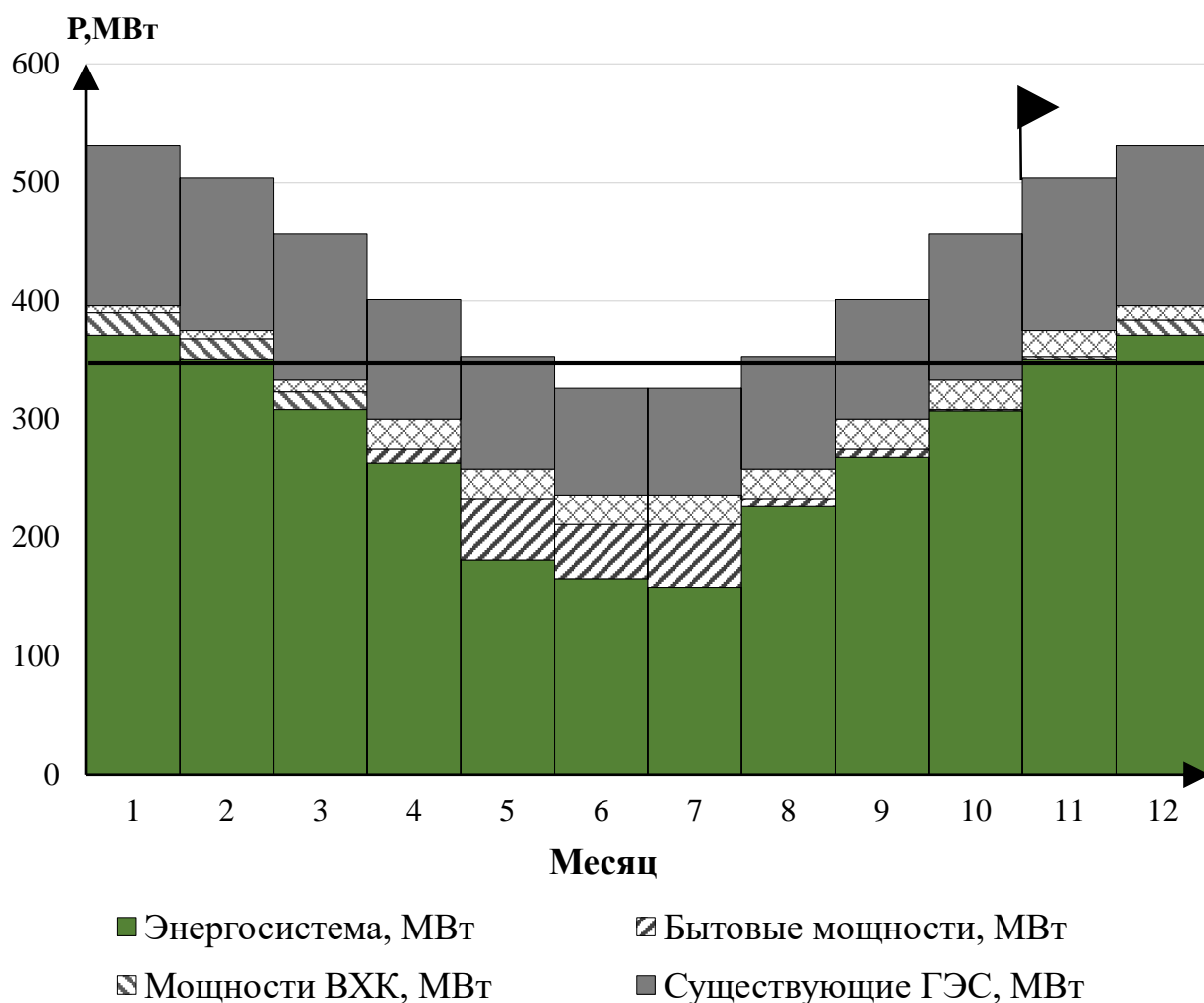


Рисунок 2.8 – Баланс энергии

2.7 Расчёт резервов

Рабочая мощность Владимирской ГЭС определяется следующим образом, за месяц сработки принимаем первый месяц после половодья (ноябрь). Из рисунка 2.8 видно, что под регулирование попали 4 месяцев, а в остальные месяцы ГЭС работает по требованиям ВХК.

По балансу энергии определяются месяца регулирования, а также гарантированные мощности ГЭС в этот месяц.

Для построения баланса мощностей необходимо рассчитать значение нагрузочных, аварийных и ремонтных резервов. При построении баланса мощностей используется значение максимальных годовых мощностей из таблицы 2.6. Расчет резервов выполняется по формулам 8.1-8.3.

$$N_{\text{нагрузочный}}^{\text{рез}} = P_{\text{мах}} \cdot 0,03 \quad (2.15)$$

Так же необходимо от нагрузочного резерва распределить какая мощность уходит на существующие, а какая на проектируемую.

$$N_{\text{Аварийный}}^{\text{рез}} = P_{\text{max}} \cdot 0,1 \quad (2.16)$$

Так же необходимо отложить ремонтный резерв проектируемой ГЭС и ТЭС, который рассчитывается по следующей формуле.

$$N_{\text{рез.проект}}^{\text{рем}} = \frac{N_{\text{раб}}}{6} \quad (2.17)$$

Все результаты расчетов сведем в таблицу 2.6.

Таблица 2.6- Баланс мощности энергосистемы в маловодном году.

Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
719	72	22	260	16	0	103	6	0	356	0	0	72
677	68	20	220	14	0	101	6	0	356	0	0	68
606	61	18	215	13	0	75	5	0	316	0	0	61
523	52	16	174	11	0	72	5	0	277	0	0	52
452	45	14	139	10	0	64	4	0	249	0	0	45
411	41	12	140	8	0	65	4	0	206	0	30	41
411	41	12	138	8	0	67	4	0	206	0	30	41
451	45	14	138	9	0	72	5	0	241	0	0	45
523	52	16	145	10	0	79	6	0	299	0	0	52
605	61	18	183	12	31	82	6	12	340	0	0	61
677	68	20	220	14	0	101	6	0	356	0	0	68
719	72	22	260	16	0	103	6	0	356	0	0	72

График баланса мощности энергосистемы в маловодном году, построенный по данным из таблицы 2.6 представлен на рисунке 2.10.

Установленная мощность проектируемой ГЭС по январю рассчитывается по формуле 8.4.

$$N_{\text{проект.ГЭС}}^{\text{уст}} = N_{\text{январь}}^{\text{раб}} + N_{\text{рез.проект}}^{\text{нагр}} = 103 + 6 = 109 \text{ МВт} \quad (2.18)$$

2.9 Баланс мощности

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы равен 3% P_t^{max} , аварийный резерв составляет 10 % от P_t^{max} . Нагрузочный резерв расположен на существующей ГЭС, на проектируемой Владимирской ГЭС, на существующих ТЭЦ. Аварийный будет размещен на ТЭС.

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна $N_{\text{уст.}}^{\text{ГЭС}} = 109 \text{ МВт}$.

Расчеты для построения баланса мощности энергосистемы представлены в таблице Б.14 приложения Б.

На рисунке 2.10 представлен баланс мощности.

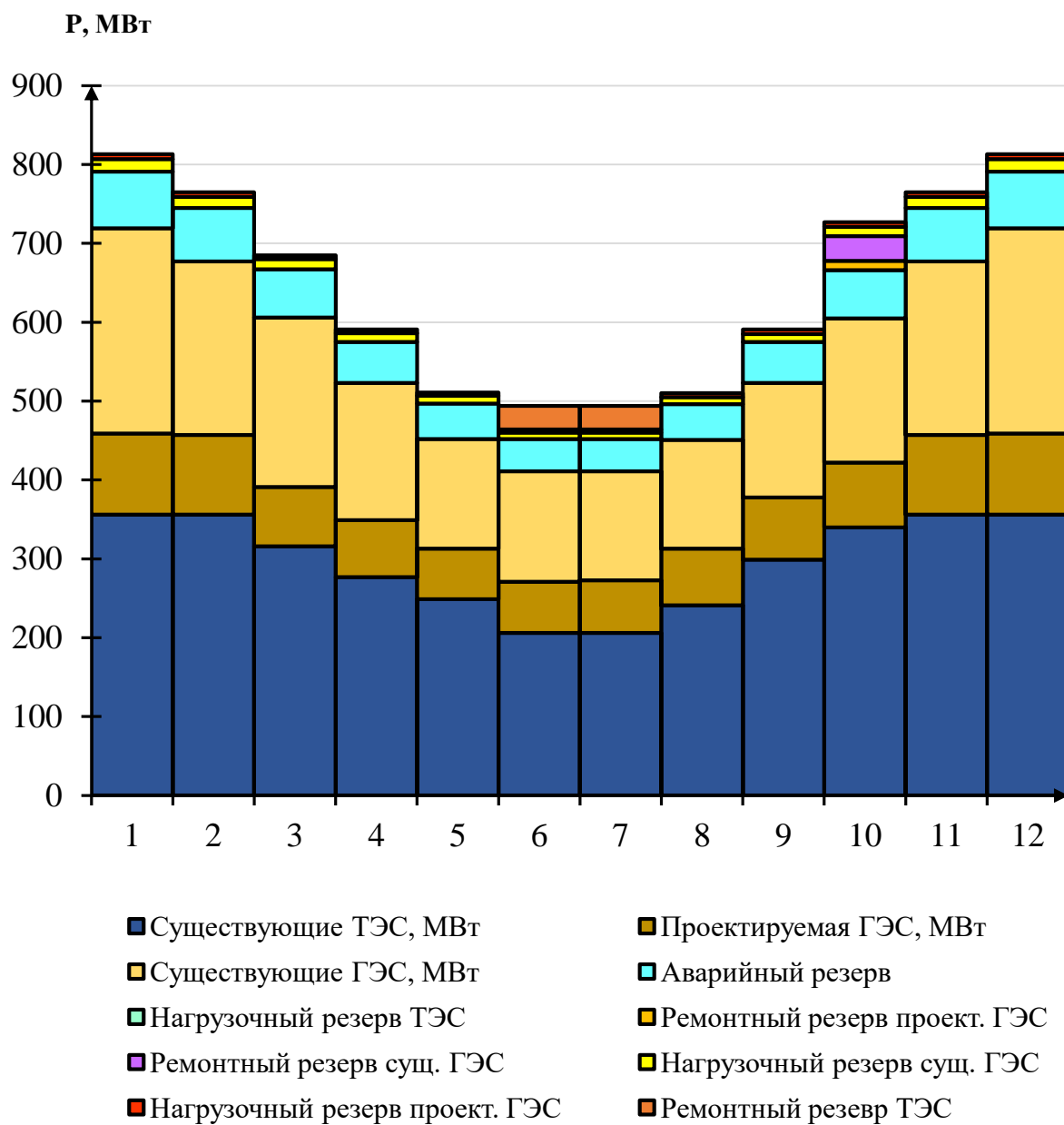


Рисунок 2.10 – Баланс мощности

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимых режимов работы, проектируемой ГЭС, для этого строим режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов, представленное на рисунке 10.1. Результаты расчётов сводим в таблицу 3.1.

Напор на ГЭС при расходе $Q_{ГЭС}$ рассчитывается по формуле (3.1):

$$H_{ГЭС}(Q_{ГЭС}) = z_{вб}(V_{сраб}) - z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h \quad (3.1)$$

где Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Уравнение линии ограничения по расчетной установленной мощности:

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

где $k_N = 8,6$ – коэффициент мощности.

Уравнение линии ограничения по пропускной способности ГЭС:

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

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

Ограничение по минимальному расходу $Q_{min} = Q_{сан.п-к} = 25 \text{ м}^3/\text{с}$

Далее строится режимное поле с учетом всех указанных ограничений, из которого определяем диапазон изменения напоров и расходов. Расчет режимного поля представлен в таблице В.1 Приложения В. Режимное поле представлено в Приложении В, рисунок В.1.

По режимному полю, была определена зона работы ГЭС, ограничения по мощности и расходу. Полученные с графика зоны работы напоры: $H_{max} = 57,45 \text{ м}$; $H_{расч} = 47,3 \text{ м}$; $H_{min} = 39,7 \text{ м}$. Исходя из результатов $\frac{H_{min}}{H_{max}} = \frac{39,7}{75} = 0,53$.

3.2 Выбор гидротурбин по главным универсальным характеристикам

Основным критерием, по которому выбирается та или иная гидротурбина, является предельный напор $H_{пред}$, при котором работает турбина. А также отношение минимального напора на станции H_{min} к предельному напору $H_{пред}$, при котором может гидротурбина, которое не должно превышать определённого значения.

Диапазону напоров соответствуют турбины:

– поворотно-лопастная ПЛ60а-В

– поворотно-лопастная РО75-В

Необходимо проверить отношение $H_{\min}/H_{\text{пред}}$. Оно должно быть не меньше заданных значений:

$$\frac{H_{\min}}{H_{\text{пред}}} = \frac{39,7}{75} = 0,53$$

Допустимое отношение для РО75-В и ПЛ60а-В $\frac{H_{\min}}{H_{\text{пред}}} \geq 0,5$.

Делаем вывод, что выбранные турбины по напорам удовлетворяют условию. Параметры моделей выбранных гидротурбин занесены в таблицу 3.1.

Выбор оборудования с использованием 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 диапазоне напоров. Модельные параметры подходящих гидротурбин представлены в таблице

Таблица 3.1 – Параметры гидротурбин

Параметры	ПЛ60-В	РО75-В
$H_{\text{пред}}, \text{ м}$	60	75
H_{\min}/H_{\max}	0,66	0,53
$n'_{\text{опт}}, \text{ об/м}$	116	83
$Q_{\text{I опт}}, \text{ л/с}$	1080	1020
$\eta_{\text{м опт}}$	0,913	0,920
$Q'_{\text{I max}}, \text{ л/с}$	1500	1200
$\sigma(Q'_{\text{I max}})$	0,55	0,13
$D_{\text{I м}}, \text{ м}$	0,460	0,460
$H_{\text{мод}}, \text{ м}$	12	4

Производим подбор вариантов турбин, основываясь на полученном выше диапазоне напоров. Параметры моделей этих гидротурбин представлены в таблице 3.1. Задаемся рядом стандартных значений диаметров D_1 и для каждого диаметра рассчитываем следующие параметры:

– мощность агрегата в расчетной точке рассчитывается по формуле (3.4):

$$N_a = 9,81 \cdot Q'_{\text{I п}} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\text{т}} \cdot \eta_{\text{г}} = 9,81 \cdot 1,17 \cdot 4^2 \cdot 47,3 \cdot \sqrt{47,3} \cdot 0,929 \cdot 0,97 = 54110 = 42679 \text{ кВт} \quad (3.4)$$

где $Q'_{Iр}$ – приведенный расход в расчетной точке; η_T – КПД натурной турбины;
 η_G – КПД генератора.
 – КПД натурной турбины считается по формуле (3.5):

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

$$= 1 - (1 - 0,892) \left((1 - 0,75) + 0,75 \sqrt[5]{\frac{0,46}{4}} \cdot \sqrt[10]{\frac{4}{47,3}} \cdot \sqrt[5]{\frac{1,43 \cdot 10^6}{1,01 \cdot 10^6}} \right) = 0,93 \quad (3.5)$$

где η_M – КПД модельной турбины;

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

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

D_1 – диаметр натурной турбины;

H_p – расчетный напор натурной гидротурбины;

$\nu_H, \nu_{\text{мод}}$ – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и модельных условий;

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

– количество агрегатов рассчитаем по формуле (3.6):

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}} = \frac{109000}{54110} = 2,01, \text{ принимаем } 2 \quad (3.6)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность ГЭС ($N_{\text{уст}}=109$ МВт); $N_{\text{агр}}$ – мощность агрегата.

– поправка КПД, формула (3.7):

$$m = \frac{\eta_H}{\eta_M} = \frac{0,929}{0,892} = 1,041 \quad (3.7)$$

– частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения), формула (3.8):

$$n' = \frac{n'_{Iр} \sqrt{m \cdot H_p}}{D_1} = \frac{83 \cdot \sqrt{1,041 \cdot 47,3}}{4} = 145,6 \Rightarrow n'_{\text{синх}} = 150 \frac{\text{об}}{\text{мин}} \quad (3.8)$$

где $n'_{Iр}$ – приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке.

– приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения рассчитываются по формулам (3.9 – 3.11):

$$n'_{I \max} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{m \cdot H_{\min}}} = \frac{150 \cdot 4}{\sqrt{1,041 \cdot 39,7}} = 93 \frac{\text{об}}{\text{мин}} \quad (3.9)$$

$$n'_{I \text{ расч}} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{m \cdot H_{\text{расч}}}} = \frac{150 \cdot 4}{\sqrt{1,041 \cdot 47,3}} = 85 \frac{\text{об}}{\text{мин}} \quad (3.10)$$

$$n'_{I \min} = \frac{n'_{\text{синх}} D_1}{\sqrt{m \cdot H_{\max}}} = \frac{150 \cdot 4}{\sqrt{1,041 \cdot 57,45}} = 77 \frac{\text{об}}{\text{мин}} \quad (3.11)$$

– произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД, формула (3.12):

$$Q'_{I \text{ p}} \cdot \eta_{\text{г}} = \frac{N'_{\text{арп}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{\text{г}}} = \frac{54500}{9,81 \cdot 4^2 \cdot 47,3^{1,5} \cdot 0,97} = 1,03 \quad (3.12)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии $n'_{I \text{ p}}$, чтобы произведение $Q'_{I \text{ p}} \cdot \eta_{\text{г}}$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

– приведенные расходы рассчитаем по формуле (3.13):

$$Q'_{I \max} = \frac{N'_{\text{арп}}}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_{\text{г}}} = \frac{54500}{9,81 \cdot 4^2 \cdot 57,45^{1,5} \cdot 0,97} = 0,77 \quad (3.13)$$

Расчеты ПЛ30а-В нескольких диаметров представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры гидротурбины ПЛ60а-В

D ₁ , м	3	3,55	4	2,8	2,65	2,5	3,75	4,5	5
η _г	0,9161	0,9179	0,9192	0,9153	0,9147	0,914	0,9185	0,9204	0,9214
N' _а , МВт	40020	56149	71387	34831	31179	27728	62695	90467	111809
Z', шт	2,7236	1,94	1,53	3,13	3,50	3,93	1,74	1,2049	0,9749
Z _а , шт	3	2	2	4	3	4	2	1	1
N _а , МВт	36333,3	54500	54500	27250	36333	27250	54500	109000	109000
m	1,0351	1,0372	1,0386	1,0342	1,0336	1,0328	1,0379	1,0400	1,0411
n' _с , об/мин	270,56	228,87	203,27	289,76	306,06	324,30	216,73	180,80	162,81
n _с , об/мин	300	230,8	214,3	300	333,3	333,3	214,3	187,5	187,5
n' _{min} , об/мин	117	106	111	109	115	108	104	109	121
n' _{max} , об/мин	129	117	122	120	126	119	115	120	134
n' _{расч} , об/мин	140	128	133	131	138	130	125	131	146

Расчеты РО75-В нескольких диаметров представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Параметры гидротурбины РО75-В

D₁, м	3	3,15	3,35	3,55	3,75	4	4,25
η_T	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,929	0,93
N'_a , МВт	30351,82	33479,23	37888,60	42571,78	47528,88	54110,61	61120,68
Z' , ШТ	3,59	3,26	2,88	2,56	2,29	2,01	1,78
Z_a , ШТ	4	4	3	3	3	2	2
N_a , МВт	27,25	27,25	36,33	36,33	36,33	54,50	54,50
Δ'	1,039	1,039	1,040	1,040	1,041	1,041	1,042
$n'_{с,}$ об/мин	193,91	184,72	173,75	164,00	155,30	145,64	137,11
$n_{с,}$ об/мин	200	200	187,5	166,7	166,7	150	150
$n'_{min,}$ об/мин	77,68	81,54	81,27	76,55	80,84	77,57	82,39
$n'_{max,}$ об/мин	93,44	98,09	97,77	92,09	97,25	93,31	99,11
$n'_{расч,}$ об/мин	85,61	89,87	89,57	84,36	89,09	85,49	90,80

Необходимые точки расходов и КПД для построения рабочего поля на главной универсальной характеристике выбранных для рассмотрения гидротурбин внесены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчетов необходимых точек для ГУХ

Турбина	ПЛ60-В			РО75		
	D₁, м	3,55	3,75	3	3,15	4
η_T , о.е	0,9153	0,9179	0,9185	0,93	0,93	0,929
N_{agr} , кВт	34831	56149	62695	30351,82	33479,23	54110,61
Z'_{agr} , ШТ	3,13	1,94	1,74	3,59	3,26	2,01
Z_{agr} , ШТ	4	2	2	4	4	2
N'_{agr} , кВт	27250	54500	54500	27250	27250	54500
m	1,0342	1,0372	1,0379	1,039	1,039	1,041
n' , об/мин	289,76	228,87	216,73	193,91	184,72	145,64
$n'_{снх,}$ об/мин	300	230,8	214,3	200	200	150
$n'_{max,}$ об/мин	109	106	104	77,68	81,54	77,57
$n'_{расч,}$ об/мин	120	117	115	93,44	98,09	93,31
$n'_{min,}$ об/мин	131	128	125	85,61	89,87	85,49
$Q'_p \cdot \eta_T$	1,062	1,316	1,178	0,919	0,833	1,030
$Q'_{max} \cdot \eta_T$	0,793	0,983	0,880	0,687	0,622	0,769

Данные турбины были отобраны по следующим критериям:

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

Из дальнейшего рассмотрения убраны ГТ: ПЛ60-В с $D_1 = 3,75$ м, т.к. линии расчетного напора находятся ниже точки оптимума, а так же из вариантов к дальнейшему рассмотрению убраны турбины РО75 с $D_1 = 3$ м и $D_1 = 3,15$ м так точка оптимума не входит в зону работы

Строим зону работы турбины. Правая граница поля состоит из двух линий – верхняя проводится параллельно линиям открытия направляющего аппарата (линия ограничения по пропускной способности турбины), а нижняя строится по двум точкам, одна из которой – расчётная точка, а другая – точка, определённая по той же формуле, но для максимального напора (линия ограничения по генератору). Левая граница – линия ограничения по минимальному расходу (санитарный попуск), представляет собой соединенные точки Q'_1 при H_{\min} и H_{\max} .

Анализируя зоны работ турбин ПЛ60а-В и РО75-В (Приложение В, рисунок В.2 – В.7), выбираем наиболее подходящие для определения отметки установки рабочего колеса. Это РО75-В-400, ПЛ60а-В-280 и ПЛ60а-В-355

Были выбраны именно эти турбины так как:

- Большой КПД в рабочей точке и точке оптимума;
- Количество агрегатов минимально;
- Точка оптимума попадает в зону работы;
- Точка оптимума находится не вблизи линии максимального напора.

3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы

Отметка расположения рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её бескавитационной работы определим по формуле (3.15):

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s \quad (3.14)$$

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

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

- работа минимального числа гидроагрегатов при максимальном напоре H_{\max} и расчётной мощности;
- работа минимального числа гидроагрегатов при расчетном напоре H_p и расчётной мощности;
- работа минимального числа гидроагрегатов при минимальном напоре H_{\min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высота отсасывания находится по формуле (3.16):

$$H_s = B - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma \cdot H - \Delta H_s + \Delta Z_{x. пл} \quad (3.15)$$

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

ΔH_s – дополнительное заглубление РК;

σ – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчетных условий;

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

$\Delta Z_{х.пл.}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для турбины ПЛ $\Delta Z_{х.пл.} = 0$ м

Рассчитанные высоты отсасывания входят в допустимые пределы.

Отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания определили по кривой связи нижнего бьефа представленной на рисунке А.1 приложения А.

Рассчитывали отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания (3.17-3.19). Отметка установки рабочего колеса в поворотно-лопастных турбинах отсчитывается от уровня нижнего бьефа до оси поворота лопастей.

$$Z_{РК}(H_{\min}) = Z_{нб} (Q (H_{\min})) + H_s(H_{\min}) \quad (3.16)$$

$$Z_{РК}(H_{\text{расч}}) = Z_{нб} (Q (H_{\text{расч}})) + H_s(H_{\text{расч}}) \quad (3.17)$$

$$Z_{РК}(H_{\max}) = Z_{нб} (Q (H_{\max})) + H_s(H_{\max}) \quad (3.18)$$

Результаты расчётов приведены в таблице 3.5

Турбина	РО75	ПЛ60-В	
		2,8	3,55
$D_1, \text{ м}$	4		
$Q'_{(H_{\max})}, \text{ м}^3/\text{с}$	1,14	1,46	1,36
$Q'_{(H_{\text{расч}})}, \text{ м}^3/\text{с}$	0,988	1,4	1,44
$Q'_{(H_{\min})}, \text{ м}^3/\text{с}$	1,137	1,04	1,06
$Q_{(H_{\max})}, \text{ м}^3/\text{с}$	122,27	88,23	132,30
$Q_{(H_{\text{расч}})}, \text{ м}^3/\text{с}$	128,02	76,77	127,11
$Q_{(H_{\min})}, \text{ м}^3/\text{с}$	116,97	52,25	85,72
Z_{\max}	393,80	393,30	393,94
$Z_{\text{расч}}$	393,88	393,13	393,87
Z_{\min}	393,72	392,77	393,27
$H_{s \max}, \text{ м}$	1,466	-24,68	-20,38

Окончание таблицы 3.5

Турбина	PO75	ПЛ60-В	
	D ₁ , м	4	2,8
H _{S min} , м	1,576	-2,46	-2,66
∇Z _{РК} (H _{max})	395,26	368,62	373,57
∇Z _{РК} (H _p)	394,36	379,91	375,92
∇Z _{РК} (H _{min})	395,30	390,31	390,61
H _{S расч} , м	0,484	-13,22	-17,95

При сравнении турбин PO75-В-400, ПЛ60а-В-280 и ПЛ60а-В-355 была выбрана турбина PO75-В-400 с диаметром 4,0 метра, так как:

- отметка установки рабочего колеса выше, соответственно меньше затрат на раскопку;

- число агрегатов меньше;

- меньший коэффициент кавитации;

Исходя из выше приведенных умозаключений, была выбрана турбина PO75-В-400, отметка установки рабочего колеса равна $Z_{РК} = 394,36$ м. проточная часть модели гидротурбины PO75-В представлена на рисунке В.8 в приложении В.

3.4 Гидромеханический расчёт спиральной камеры

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:

- Обеспечение равномерного распределения расхода по окружности направляющего аппарата.

- Обеспечение одинаковой загрузки потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом.

- Размеры радиальных сечений спиральной камеры должны быть подобраны так, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений.

По формулам 3.19- были определены основные геометрические размеры гидротурбины:

Высота направляющего аппарата:

$$b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,35 \cdot 4 = 1,4 \text{ м} \quad (3.19)$$

Угол охвата:

$$\varphi_0 = 345^\circ$$

Высота статора:

$$b_1 = b_0 + 0,02 = 1,4 + 0,02 = 1,42 \text{ м} \quad (3.20)$$

Основные размеры статора для $D_1 = 4 \text{ м}$:

$$D_a = 6,15 \text{ м}; D_b = 5,32 \text{ м}; D_4 = 6,5 \text{ м}; R_4 = 3,25 \text{ м}; R = 0,35 \text{ м}; h_1 = 0,35 \text{ м}$$

Полная высота статора:

$$H_1 = b_1 + 2 \cdot h = 1,42 + 2 \cdot 0,35 = 2,12 \text{ м} \quad (3.21)$$

Скорость во входном сечении спиральной камеры принимается $u_{\text{вх}} = 6,4 \text{ м/с}$.

Расход через входное сечение:

$$Q_{\text{вх}} = Q_p \cdot \frac{\varphi}{360^\circ} = 128 \cdot \frac{345^\circ}{360^\circ} = 122,67 \quad (3.22)$$

Площадь входного сечения спиральной камеры:

$$F_{\text{вх}} = \frac{Q_{\text{вх}}}{v_{\text{ср}}} = \frac{122,67}{6,4} = 19 \text{ м}^2 \quad (3.23)$$

Радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вх}}}{\pi}} = \sqrt{\frac{19}{3,14}} = 2,49 \text{ м} \quad (3.24)$$

Расстояние от оси турбины до центра входного сечения:

$$a_{\text{вх}} = R_4 + \sqrt{r_{\text{вх}}^2 - \left(\frac{H_1}{2}\right)^2} = 3,25 + \sqrt{2,49^2 - \left(\frac{2,12}{2}\right)^2} = 5,5 \text{ м} \quad (3.25)$$

Наружный радиус входного сечения:

$$R_{\text{вх}} = a_{\text{вх}} + r_{\text{вх}} = 5,5 + 2,49 = 7,99 \text{ м} \quad (3.26)$$

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

$$\frac{1}{c} \cdot \varphi = a - \sqrt{a^2 - p^2} = 5,5 - \sqrt{5,5^2 - 2,49^2} = 0,595 \quad (3.27)$$

При принятом значении:

$$\varphi = \frac{\varphi_{\text{вх}}}{360} = 0,958 \quad (3.28)$$

Последовательно задавая ряд значений углов φ_i через $\Delta\varphi = 15^\circ$, рассчитаны все сечения спиральной камеры. Данные занесены в Таблицу 3.6

Таблица 3.6 – Данные для построения металлической спиральной камеры

φ	-	-	-	-	-	x	x ²	p ²	p	a	R
°	°	-	м	м	м ²	м	м ²	м ²	м	м	м
345	0,96	0,60	3,87	2,75	1,66	2,25	5,07	6,20	2,49	5,50	7,99
330	0,92	0,57	3,70	2,58	1,61	2,18	4,73	5,85	2,42	5,43	7,84
315	0,88	0,54	3,53	2,41	1,55	2,10	4,39	5,52	2,35	5,35	7,69
300	0,83	0,52	3,37	2,24	1,50	2,01	4,06	5,18	2,28	5,26	7,54
285	0,79	0,49	3,20	2,07	1,44	1,93	3,73	4,86	2,20	5,18	7,39
270	0,75	0,47	3,03	1,91	1,38	1,85	3,41	4,53	2,13	5,10	7,23
255	0,71	0,44	2,86	1,74	1,32	1,76	3,09	4,21	2,05	5,01	7,06
240	0,67	0,41	2,69	1,57	1,25	1,67	2,78	3,90	1,98	4,92	6,89
225	0,63	0,39	2,52	1,40	1,18	1,57	2,47	3,59	1,90	4,82	6,72
210	0,58	0,36	2,36	1,23	1,11	1,47	2,17	3,29	1,81	4,72	6,54
195	0,54	0,34	2,19	1,06	1,03	1,37	1,87	2,99	1,73	4,62	6,35
180	0,50	0,31	2,02	0,90	0,95	1,26	1,58	2,70	1,64	4,51	6,15
165	0,46	0,28	1,85	0,73	0,85	1,14	1,29	2,42	1,55	4,39	5,94

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 ($\varphi = 0; R = \frac{D_b}{2} = \frac{5,32}{2} = 2,66$). Недостающий участок построен методом прогнозирования, с помощью линии тренда, в программной среде Microsoft Excel.

Размеры эллиптические сечений спиральной камеры:

$$p_1 = \frac{H_1}{2 \cdot \sin a_k} \quad (3.29)$$

Где: $a_k = 35^\circ$

Радиусы эллиптических сечений:

$$p_2 = \frac{R - (R_4 + p_1 \cdot (1 - \cos a_k))}{2 \cdot \cos a_k} \quad (3.30)$$

Данные расчётов эллиптических сечений представлены в таблице 3.7

Таблица 3.7 – Данные эллиптических сечений

φ°	$p_1, \text{ м}$	$p_2, \text{ м}$	$R, \text{ м}$
150	1,85	5,704	1,294
135		5,440	1,337
120		5,137	1,152
105		4,785	0,937
90		4,371	0,685
75		3,885	0,388
60		3,315	0,040
45		2,649	-0,367

Постоянная спиральной камеры:

$$k = \frac{Q_p}{2 \cdot \pi \cdot \frac{1}{c}} = \frac{128}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,32} = 64,34 \quad (3.31)$$

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

$$\text{tg } \delta = \frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{k} = \frac{128 / (2 \cdot 3,14 \cdot 1,42)}{64,34} = 0,223 \quad (3.32)$$

$$\delta = \text{arctg} \left(\frac{Q_p / (2 \cdot \pi \cdot b_1)}{k} \right) = \text{arctg}(0,223) = 12,34^\circ \quad (3.33)$$

3.5 Расчет деталей и узлов гидротурбины

3.5.1 Расчет вала на прочность

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность произвели с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий. Рассчитываем диаметр вала по формуле (3.30):

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} \quad (3.30)$$

где $[\tau_{\text{доп}}] = 30 \div 35$ МПа, $M_{\text{кр}}$ – крутящий момент, кН·м, рассчитываемый по формуле (3.31).

$$M_{\text{кр}} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{\text{синх}}} = \frac{0,00974 \cdot 54,5}{150} = 3,54 \text{ МПа} \quad (3.31)$$

$$D_{\text{в}}^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{\text{кр}}}{[\tau_{\text{доп}}]} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{3,54}{33} \right)^{0,33} = 0,82 \text{ м}$$

Полученное значение диаметра округлили до стандартизированного (кратное 50 мм при $D_{\text{в}}$ менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D_{\text{в}} \geq 1000$ мм). $D_{\text{в}} = 850$ мм.

3.5.2 Расчет подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе, формула (3.32):

$$R_{\text{рад}} = 0,8 \cdot \left(\frac{N}{n_{\text{синх}} \cdot D_1} \right) = 0,8 \cdot \frac{54500}{150 \cdot 4} = 72,67 \text{ кН} \quad (3.32)$$

где $n_{\text{синх}}$ – синхронная частота вращения, об/мин.

Диаметр вала под подшипником $d_{\text{п}}$, с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше $D_{\text{в}}$, поэтому принимаем $d_{\text{п}} = 870$ мм.

Для сегментного подшипника предварительно выбирается число и высота сегментов по таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Число и высота сегментов для различных $D_{\text{в}}$

$D_{\text{в}}$, мм	500 – 800	850 – 1100	1200 – 1600	1700 – 2200
$h_{\text{п}}$, мм	300	400	500	600
$Z_{\text{сегм}}$	8	8	10	12

$$h_{\text{п}} = 400 \text{ мм}; Z_{\text{сегм}} = 8 \text{ шт}$$

Определяем усилие на наиболее нагруженный сегмент по формуле (3.33):

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2\cos\alpha + 2\cos(2\alpha)} = \frac{72,67}{1 + 2 \cdot \cos 45^\circ + 2 \cdot \cos 90^\circ} = 30,1 \text{ кН} \quad (3.33)$$

где $\alpha = \frac{360^\circ}{Z_{\text{сегм}}} = \frac{360^\circ}{8} = 45^\circ$ – центральный угол расположения сегментов.

Рассчитывается удельная нагрузка на сегмент по формуле (3.34):

$$p_{\text{уд}} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_{\text{п}}} = 29 \cdot 13,66 = 396 \leq [p_{\text{уд}}], \text{ кПа} \quad (3.34)$$

где $l_{\text{сегм}}$ – длина сегмента в окружном направлении, рассчитываемая по формуле (3.35);

$$l_{\text{сегм}} = \frac{0,9 \cdot \pi \cdot d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}} = 0,9 \cdot 3,14 \cdot \frac{0,87}{8} = 0,307 = 0,255 \text{ м} \quad (3.35)$$

$$[p_{\text{уд}}] = \frac{50 \cdot \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot d_{\text{п}}}{30} = 50 \cdot 13,66 = 683 \text{ кПа} \quad (3.36)$$

Условие выполнено, следовательно, подшипник выбран верно.

3.6 Выбор типа серийного генератора

По полученным параметрам гидротурбины выбирается серийный тип гидрогенератора по справочным данным. Основные критерии, по которым производится выбор генератора, это его синхронная частота вращения, которая должна совпадать с синхронной частотой вращения турбины и активная мощность генератора, которая должна совпадать с мощностью турбины или находится в пределах $\pm 10\%$. Основные характеристики генератора представлены в таблице 3.7.

$$n_{\text{син}} = 150 \frac{\text{об}}{\text{мин}};$$

$$N_{\text{а}} = 54,5 \text{ МВт.}$$

На полученные значения активной мощности и синхронной частоты вращения был выбран СВ-808/130-40 генератор, где:

СВ – синхронный, вертикальный;

808 – наружный диаметр сердечника статора, см;

130 – длина сердечника статора, см;

40 – количество полюсов

Таблица 3.7 – Основные характеристики генератора СВ-808/130-40У4.

Тип	СВ-808/130-40У4
Масса общая, т	255
Исполнение	Подвесной
$S_{\text{НОМ}}$, МВА	64,7
$P_{\text{НОМ}}$, МВт	55
$\cos \varphi$	0,8
$U_{\text{НОМ}}$, кВ	10,5
$n_{\text{НОМ}}$, об/мин	150
КПД, %	97,7

Расхождение по мощности агрегата и генератора составит примерно 3 %, допускается.

Тип гидрогенератора – зонтичный, так как синхронная частота вращения меньше 200 об/мин, а также диаметр РК входит в допускаемые пределы (1800-5000).

3.7 Выбор вспомогательного оборудования

3.7.1 Выбор типа маслонапорной установки

Наиболее крупными элементами по габаритам системы регулирования гидротурбин является маслонапорная установка (МНУ). Она обеспечивает подачу масла под давлением в систему регулирования турбин (например, сервомоторов НА). МНУ состоит из масловоздушного котла и сливного бака. МНУ должна содержать запас масла, обеспечивающий работу системы автоматического регулирования при самых неблагоприятных режимах работы сервомоторов.

Габаритные размеры маслонапорной установки определены объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного числа сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме определили тип маслонапорной установки для напора 57,45 м и $D1 = 4,0$ м: МНУ 1,6/1-40-2,5-2, где:

- 1,6 – объем гидроаккумулятора;
- 1 – количество гидроаккумуляторов;
- 40 – сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см²;
- 2,5 – вместительность сливного бака в м³;
- 2 – количество насосов.

3.7.2 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 структурных схем электрических соединений ГЭС

Проектирование электроэнергетических систем требует комплексного подхода к выбору и оптимизации схем электрических сетей и технико-экономическому обоснованию решений, определяющих состав, структуру, внешние и внутренние связи, динамику развития, параметры и надежность работы системы в целом и ее отдельных элементов.

При проектировании электрической станции, одним из главных этапов является выбор главной схемы электрических соединений. От выбранной схемы зависит надежность работы электроустановки, ее экономичность, оперативная гибкость (т.е. приспособляемость к изменяющимся условиям работы) и удобство эксплуатации, безопасность обслуживания, возможность расширения.

В районе проектирования гидроузла ближайшей подстанцией является «Призейская» с высшим напряжением 220кВ.

На этапе проектирования рассматриваются две наиболее распространённые схемы: одиночный и укрупненный блоки, представленные на рисунке 4.1.

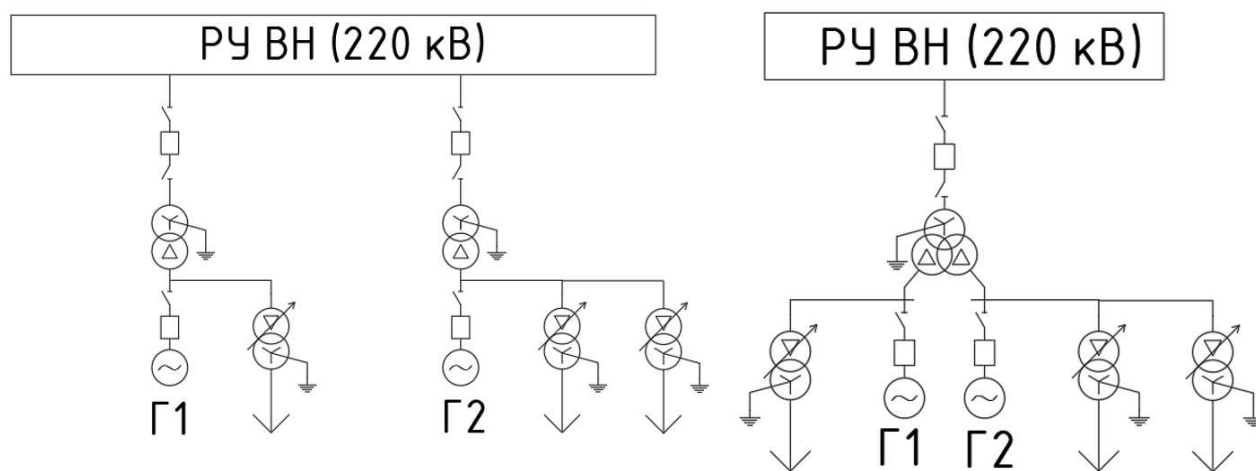


Рисунок 4.1 – Схема с одиночным и укрупненным блоками

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор синхронного генератора

По исходным данным выбран синхронный генератор СВ-808/130-40У4 производства ОАО "Силовые машины". Паспортные данные генератора представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Паспортные данные генератора СВ-808/130-40У4

Номинальная мощность		$U_{\text{ном}}$	$\cos\varphi$	X'_d	X''_d	X_d
S, МВА	P, МВт	кВ	о.е.	22	35	93
64,7	55	10,5	0,85			

4.2.2 Выбор повышающих трансформаторов для схем 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 0,5% от установленной мощности считается по формуле (4.1).

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos\varphi} = \frac{55 - 1,09}{0,85} = 63,42 \text{ МВ} \cdot \text{А}, \quad (4.1)$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная (установленная) мощность гидрогенератора, МВт;
 $P_{\text{с.н.}} = 0,01 \cdot P_{\text{уст}} = 0,01 \cdot 109 = 1,09 \text{ МВт}$ – активная нагрузка собственных нужд, МВт;

$\cos\varphi$ – коэффициент мощности генератора, о.е.

На данные мощность и напряжение подобран по каталогу выбирается силовой трансформатор с системой охлаждения вида «ДЦ», с регулированием напряжения без возбуждения (ПБВ), предназначенные для работы в блоке с генератором ТДЦ-80000/220-У1, ХЛ1. Каталожные данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-80000/220

$S_{\text{ном}}, \text{ МВА}$	$U, \text{ кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$I_{\text{хх}}, \%$	$\Delta P_x, \text{ кВт}$	$\Delta P_k, \text{ кВт}$
	$U_{\text{вн}}, \text{ кВ}$	$U_{\text{нн}}, \text{ кВ}$				
80	242	10,5	11,0	0,3	60	280

Потери электрической энергии оцениваются методом времени максимальных потерь, используя значения максимальных нагрузок T_{max} и время максимальных потерь τ , которое считается по формуле (4.2):

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

Время работы блока в течение года, формула (4.3):

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

где μ – частота ремонтов, 1 раз в год;

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

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

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

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

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot t_{\text{раб}}, \quad (4.4)$$

где $n_{\text{Т}}$ – число трансформаторов в блоке, $n_{\text{Т}} = 1$;

$\Delta P_{\text{ХХ}}$ – потери холостого хода трансформатора, кВт;

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

$$\Delta W_{\text{ХХ}} = 1 \cdot 60 \cdot 8729 = 523,74 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_{\text{Н}} = \frac{\Delta P_{\text{КЗ}}}{n_{\text{Т}}} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{Т ном}}} \right)^2 \cdot \tau, \quad (4.5)$$

где $\Delta P_{\text{КЗ}}$ – потери короткого замыкания трансформатора, кВт;

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

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

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

τ – время максимальных потерь, ч/год.

$$\Delta W_{\text{Н}} = \frac{0,28}{1} \cdot \left(\frac{63,42}{80} \right)^2 \cdot 2405 = 423,25 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Величина издержек на потери электрической энергии считаем по формуле (4.6):

$$I_{\text{п}} = \gamma_1 \cdot \Delta W_{\text{ХХ}} + \gamma_2 \cdot \Delta W_{\text{Н}}, \quad (4.6)$$

где $\Delta W_{\text{ХХ}}$ – потери холостого хода, МВт · ч;

$\Delta W_{\text{Н}}$ – нагрузочные потери в трансформаторе, МВт · ч;

γ_1, γ_2 – поправочный коэффициент, согласно ЕЭС России;

$$\beta_1 = 1,2 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч})$$

$$\beta_2 = 1,65 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч})$$

Таким образом на 1 агрегатный блок:

$$I_{\text{П одиноч}} = 1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 523,74 + 1,65 \cdot 10^{-2} \cdot 423,25 = 13,27 \text{ тыс руб/год}$$

Издержки для всей станции (2 одиночных блока) посчитаем по формуле (4.7):

$$I_{\text{П}} = 2 \cdot I_{\text{П одиноч}} = 13,27 \cdot 2 = 26,54 \text{ тыс. руб/год} \quad (4.7)$$

4.2.3 Выбор повышающих трансформаторов для схем с укрупненным блоком

Трансформатор должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора, формула (4.8).

$$S_{\text{расч}} = 2 \cdot \frac{P_{\text{ном}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = 2 \cdot \frac{55 - 1,09}{0,85} = 126,85 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.8)$$

где $P_{\text{ном}}$ и $P_{\text{с.н.}}$ – номинальная мощность и мощность собственных нужд соответственно.

По каталогу выбирается силовой трансформатор с системой охлаждения вида «Ц», без регулирования напряжения, предназначенные для работы в блоке с генератором ТЦ-160000/220-У1, УХЛ1 завода ОАО «Электростанция». Каталожные данные приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТЦ-160000/220-У1

$S_{\text{ном}}$, МВА	U , кВ		$U_{\text{кз}}$, %	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$I_{\text{хх}}$, %
	$U_{\text{вн}}$	$U_{\text{нн}}$				
160	242	10,5	12,0	525	167	0,6

Далее производятся расчеты, аналогичные выбору трансформатора для схемы с одиночным блоком:

Потери электрической энергии методом времени максимальных потерь:

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

Время работы блока в течении года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 30 - 0,05 \cdot 60 = 8727 \text{ ч}$$

Потери холостого хода в трансформаторе:

$$\Delta W_{XX} = 2 \cdot 0,167 \cdot 8727 = 2914,8 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Нагрузочные потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{0,525}{2} \cdot \left(\frac{126,85}{160} \right)^2 \cdot 2405 = 3696,79 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Величина издержек на потери электрической энергии на 1 укрупненный агрегатный блок:

$$I_{\text{П укрупн}} = 1,2 \cdot 10^{-2} \cdot 2914,8 + 1,65 \cdot 10^{-2} \cdot 3696,79 = 41,52 \text{ тыс. } \frac{\text{руб}}{\text{год}}$$

В ходе расчетов была установлена экономическая целесообразность установки одиночных блоков. Также, следует отметить, что данная схема является более надежной относительно схемы с укрупненным блоком.

4.2.4 Выбор трансформатора собственных нужд

Доля мощности, приходящейся на собственные нужды станции, составляет 0,5% от всей мощности, формула (4.10):

$$S_{\text{с.н.}} = 0,001 \cdot \frac{P_{\text{ГЭС}}}{\cos \varphi_{\text{Г}}} \quad (4.9)$$

где $\cos \varphi_{\text{Г}}$ – коэффициент мощности генератора.

Таким образом:

$$S_{\text{с.н.}} = 0,001 \cdot \frac{109}{0,85} = 1,28 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

По каталогу завода ООО «Урал Трансформатор» выбирается трансформатор ТСЗ-2500/10,5. Каталожные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТСЗ-2500/10,5

$S_{\text{НОМ}}, \text{ МВА}$	$U, \text{ кВ}$		$U_{\text{кз}}, \%$	$\Delta P_x, \text{ кВт}$	$\Delta P_k, \text{ кВт}$	Стоимость, млн. руб.
	$U_{\text{ВН}}, \text{ кВ}$	$U_{\text{НН}}, \text{ кВ}$				
2,5	10,5	6,3	2,5	70	235	24,3

4.3 Выбор количества отходящих воздушных линий, распределительного устройства и марки проводов воздушных линий

Суммарная мощность, выдаваемая в систему, считаем по формуле (4.10):

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\text{уст}} - P_{\text{с.н.}}}{\cos \varphi} = \frac{109 - 0,01 \cdot 109}{0,85} = 126,95 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (4.10)$$

где $P_{\text{уст}}$ – установленная мощность станции, МВт, $\cos \varphi$ – коэффициент мощности системы.

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт.}$$

Коэффициент приведения натуральной мощности ЛЭП (220кВ):

$$K = 1,2.$$

Коэффициент мощности системы:

$$\cos \varphi_c = 0,87;$$

Число отходящих линий 220 кВ рассчитывается по формуле (4.11):

$$n = \frac{S_{\Sigma}}{(k \cdot P_{\text{нат}}) / \cos \varphi_c} + 1 \quad (4.11)$$

Число отходящих линий округляется в ближайшую сторону:

$$n = \frac{126,85}{(1,2 \cdot 135) / 0,85} + 1 = 1,7 \approx 2$$

Рабочий ток ВЛ 220 кВ, формула (4.12):

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = \frac{126,85 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 166 \text{ кА} \quad (4.12)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ, формула (4.13):

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{раб}} \cdot \alpha_I \cdot \alpha_T \quad (4.13)$$

где α_I – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки, $\alpha_I = 1,05$; α_T – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации, $\alpha_T = 1$.

$$I_{\text{расч}} = 0,105 \cdot 1,05 \cdot 1 = 0,11 \text{ кА}$$

Далее рассчитываем сечение провода по методу экономической плотности. Для линии напряжением 220кВ $j = 0,9 \text{ А/мм}^2$. Тогда сечение провода, формула (4.14):

$$F = \frac{I_{\text{расч}}}{j} = \frac{174}{0,9} = 193,3 \text{ мм}^2 \quad (4.14)$$

где j – экономическая плотность тока, А/мм^2

Произведена проверка провода по нагреву. Сравнивая длительно допустимый ток $I_{\text{дд}} = 610 \text{ А}$, с послеаварийным, который считается по формуле (4.15):

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = \frac{126,85}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 333 \text{ А} \quad (4.15)$$

Существует условие нагрева:

Допустимый продолжительный ток с учетом поправочного коэффициента на температуру воздуха $I_{\text{доп}} = 508 \text{ А}$.

$$I_{\text{дд}} > I_{\text{п.ав}}$$

$$508 \text{ А} > 33 \text{ А}$$

После расчета сечения провода и проверки выполнения условия по нагреву, был выбран провод АС-240/39. Параметры провода АС-240/39 приведены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Параметры провода марки АС-240/32

Число проводов в фазе	r_0 Ом/км	x_0 Ом/км	b_0 См/км
1	0,118	0,405	2,81

4.4 Выбор главной схемы ГЭС на основании технико-экономического расчета

Рассматриваемые схемы различаются количеством силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд и распределительного устройства высшего напряжения.

Капиталовложения оцениваются по формуле (4.16):

$$K = n \cdot K_T + m \cdot K_{\text{ТСН}} + t \cdot K_{\text{КРУЭ}} \quad (4.16)$$

где K_T – стоимость силовых трансформаторов (для схемы с одиночным блоком - 201,99 млн.руб.; для схемы с укрупненным блоком - 342,86 млн.руб.);

$K_{ТСН}$ – стоимость трансформатора собственных нужд (41,42 млн. руб);

$K_{КРУЭ}$ – стоимость КРУЭ (103 млн. руб);

n – число силовых трансформаторов;

m – число трансформатора собственных нужд;

t – количество присоединений в соответствии с выбором РУ.

Капиталовложения для схемы с одиночными блоком по формуле:

$$K_1 = 2 \cdot 201,99 + 4 \cdot 103,2 + 3 \cdot 41,42 = 941,04 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения для схемы с укрупненными блоками по формуле:

$$K_2 = 1 \cdot 342,86 + 4 \cdot 103,2 + 3 \cdot 41,42 = 879,92 \text{ млн. руб.}$$

Для сравнения рассматриваемых вариантов определяется разница полных приведенных затрат, рассчитываемые по формуле (4.17):

$$Z_i = E_n \cdot K_i + I_i \quad (4.17)$$

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

Полные приведенные затраты для схемы с одиночным блоком:

$$Z_1 = 0,15 \cdot 941040000 + 26540 = 141182540 \text{ руб./год.}$$

Полные приведенные затраты для схемы с укрупненным блоком:

$$Z_2 = 0,15 \cdot 879920000 + 41520 = 132029520 \text{ руб./год.}$$

Разница между вариантами, формула (4.18):

$$P = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100\%, \quad (4.18)$$

$$P = \frac{141182540 - 132029520}{141182540} \cdot 100\% = 6,4 \%$$

Разница между затратами на установку одиночного и укрупненного блоков составляет 6,4 %. Но, несмотря на большую стоимость применения схемы с одиночными блоками по сравнению с укрупненным, к эксплуатации будет принята схема с одиночными блоками, так как она обеспечивает более

надежную работу станции, выдачу мощности, а разность в затратах относительно проектирования таких масштабов не так велика и оправдана надежностью.

4.5 Выбор главной схемы распределительного устройства высшего напряжения

Число присоединений РУ-220 кВ:

- 2 одиночных блока;
- 2 ВЛЭП;

Итоговое число присоединений равно 4. При данном классе напряжения и количестве присоединений был выбран вариант Схемы «Четырехугольник». Выбранная схема распределительного устройства представлена на рисунке 4.2.

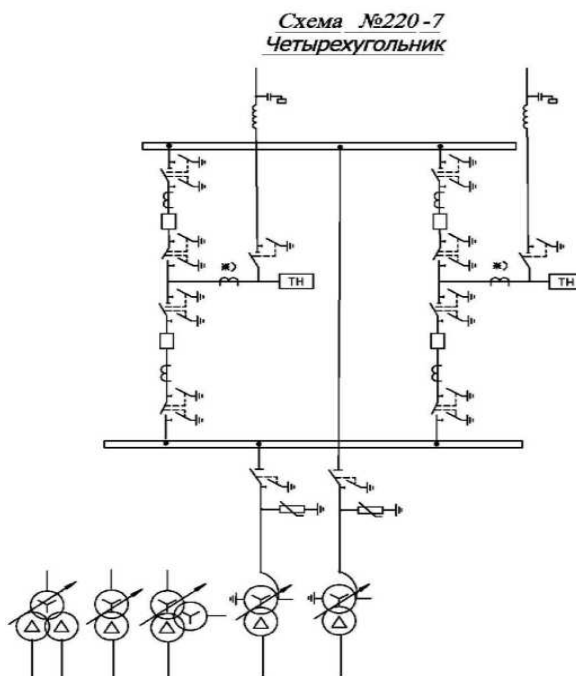


Рисунок 4.2 – Схема РУ ВН 220 кВ: 2 СШ

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

4.6.1 Расчет исходных данных

Для расчётной схемы вычислены параметры элементов.

Параметры системы, формулы (4.19 – 4.21):

$$X_C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{230^2}{250} = 211,60 \text{ Ом} \quad (4.19)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение, кВ, $S_{\text{КЗ}}$ – мощность короткого замыкания.

$$R_C = \frac{X_C}{\omega \cdot T_{a,C}} = \frac{211,60}{0,035 \cdot 314} = 19,25 \text{ Ом} \quad (4.20)$$

где ω – угловая частота.

$$E_C = E_C^* \cdot U_{63} = 1 \cdot 230 = 230 \text{ кВ} \quad (4.21)$$

где E_C^* – сверхпереходная ЭДС.

Параметры генераторов, формулы (4.22-4.24):

$$E_G = E_G'' \cdot U_{\text{НОМ.Г}} = 1,13 \cdot 10,5 = 11,87 \text{ кВ} \quad (4.22)$$

где $U_{\text{НОМ.Г}}$ – номинальное напряжение генератора, кВ.

$$X_G = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,35 \cdot \frac{10,5^2}{64,7} = 0,596 \text{ Ом} \quad (4.23)$$

где x_d'' – сверхпереходное сопротивление, $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность.

$$R_G = \frac{X_G}{\omega \cdot T_{a,G}} = \frac{0,596}{314 \cdot 0,045} = 0,042 \text{ Ом} \quad (4.24)$$

Параметры блочных трансформаторов, формулы (4.25-4.27):

$$X_T = \frac{U_{k,\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{80} = 80,53 \text{ Ом} \quad (4.25)$$

где $U_{k,\%}$ – напряжение короткого замыкания в %.

$$R_T = \Delta P_k \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 0,28 \cdot \frac{242^2}{80^2} = 2,56 \text{ Ом} \quad (4.26)$$

где ΔP_k – потери короткого замыкания.

$$k_T = \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{10,5}{242} = 0,043 \text{ о. е.} \quad (4.27)$$

Параметры линии, формулы (4.28-4.29):

$$X_L = X_{0,\text{уд}} \cdot L = 0,435 \cdot 60 = 26,1 \text{ Ом} \quad (4.28)$$

где $X_{0,\text{уд}}$ – удельное реактивное сопротивление линии, L – длина линии, км.

$$R_L = R_{0,\text{уд}} \cdot L = 0,118 \cdot 60 = 7,08 \text{ Ом} \quad (4.29)$$

где $X_{0,уд}$ – удельное активное сопротивление линии.

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

В ПВК RastrWin создан файл динамики, в таблицы занесены исходные данные для расчета трехфазного и однофазного КЗ на шинах распределительного устройства и трехфазного КЗ на главных выводах генератора. Результаты расчетов сведем в таблицу 4.7 необходимые значения величин, представленные на рисунках 4.3-4.8.

	O	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			у	1	Генератор №1		11
2	<input type="checkbox"/>			у	2	Генератор №2		11
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Трансформатор №1		11
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Трансформатор №2		11
5	<input type="checkbox"/>			у	5	КРУЭ		230
6	<input type="checkbox"/>			у	6	Система		230

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/г
1	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	1	3		Генератор №1 - Трансфо...							
2	<input type="checkbox"/>		Выкл		Выкл	2	4		Генератор №2 - Трансфо...							
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	3	5		Трансформатор 1 - КРУЭ	2,56	80,53					0,043
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	4	5		Трансформатор 2 - КРУЭ	2,56	80,53					0,043
5	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	5	6		КРУЭ - Система	7,08	26,10					
6	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	5	6		КРУЭ - Система	7,08	26,10					

Рисунок 4.4 – Исходные данные по ветвям

	S	s0	N	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Генератор №1	1	0,042	0,596	0,042	0,596	0,042	0,596	11,870
2			2	Генератор №2	2	0,042	0,596	0,042	0,596	0,042	0,596	11,870
3			3	Система	8	19,250	211,600	19,250	211,600	19,250	211,600	230,000

Рисунок 4.5 – Исходные данные по генераторам

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	3ф	1					11,5125	-85,98

Рисунок 4.6 – Результаты расчета 3ф КЗ на выходе генератора

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	3ф	5					3,9271	-88,16

Рисунок 4.7 – Результаты расчета 3ф КЗ на КРУЭ

S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	П 4	L	I 1	dI 1
1	1	1	1ф	5					1,9563	-88,15

Рисунок 4.8 – Результаты расчета 1ф КЗ на КРУЭ

Таблица 4.7– Результаты расчёта в точках КЗ

Вид несимметрии	Точка КЗ	I_n , кА	$i_{уд}$, кА
Трёхфазное КЗ	Генератор Г1	11,51	14,27
	КРУЭ – 220 кВ	3,927	9,55
Однофазное КЗ	КРУЭ – 220 кВ	5,868	31,58

Ударный коэффициент был рассчитан по формуле (4.30):

$$i_{уд} = \sqrt{2}k_{уд}I_n, \quad (4.30)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент генератора и КРУЭ, соответственно $k_{уд} = 1,94$ для данной мощности и $k_{уд} = 1,72$ для класса напряжения 220кВ.

$I_{КРУЭ}^{(1)} = 5,868$ кА $>$ $I_{КРУЭ}^{(3)} = 3,927$ кА, следовательно, величина тока однофазного КЗ на КРУЭ 220 кВ является расчётной для проверки выключателей на отключающую способность.

4.6.3 Определение расчётных токов рабочего и утяжелённого режима

Выбор и расчёт токоведущих частей аппаратов и проводников – важнейший этап проектирования любой электроустановки, от которого в значительной степени зависит надёжность её работы.

При выборе электрических аппаратов необходимо обеспечить выполнение нескольких требований:

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

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

Для присоединений генераторов наибольший расчетный ток определяется при работе с номинальной мощностью и сниженном на 5% напряжении, считаемый по формуле (4.31):

$$I_{\text{Г,раб max}} = 1,05 \cdot I_{\text{Г,ном}} = 1,05 \cdot 3,56 = 3,74 \text{ кА} \quad (4.31)$$

где $I_{\text{Г,ном}}$ – номинальный ток генератора.

Рабочий ток присоединений силовых трансформаторов считаем по формуле (4.32):

$$I_{\text{раб (РУВН)}} = \frac{S_{\text{Г,ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Т,ном}}} = \frac{44}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,105 \text{ кА} \quad (4.32)$$

где $U_{\text{Т,ном}}$ – номинальное напряжение трансформатора, $S_{\text{Г,ном}}$ – номинальная мощность.

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ, формула (4.33):

$$I_{\text{раб.max}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{126,85}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,166 \text{ кА} \quad (4.33)$$

где $n_{\text{л}}$ – количество отходящих линий, S_{Σ} – суммарная мощность станции.

Расчетный ток утяжеленного режима определяется при отключении одной из линии связи, формула (4.34):

$$I_{\text{раб.утж}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{126,85}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,333 \text{ кА} \quad (4.34)$$

4.6.4 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 10,5 кВ

Выбор выключателей должен удовлетворять некоторым требованиям, принимая их во внимания выбираем вакуумный выключатель от производителя

«ABB», – VD4-10-40/400, паспортные данные которого расписаны в таблице ниже в таблице 4.8:

Таблица 4.8 – Паспортные данные выключателя VD4-10-40/400

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Номинальный ток отключения, кА	Предельный сквозной ток, кА	Ток термической стойкости, кА/доп. время его действия, с	Номинальное содержание ап. состав., %
VD4-10-40/400	10	4000	40	40	40/1	30

При выборе выключателей необходимо соблюдать следующие условия:

– По напряжению установки, формула (4.35):

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} \quad (4.35)$$

$$10,5 \text{ кВ} \geq 10,5 \text{ кВ};$$

– По длительному току, формула (4.36):

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}} \quad (4.36)$$

$$4000 \text{ А} \geq 3740;$$

– По симметричному току отключения, формула (4.37):

$$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}} \quad (4.37)$$

$$40 \text{ кА} \geq 11,51 \text{ кА};$$

– По отключению апериодической составляющей тока КЗ, формула (4.38):

$$i_{\text{а,ном}} \geq i_{\text{ат}} \quad (4.38)$$

$$i_{\text{а,ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 40 = 16,97 \text{ кА} \geq i_{\text{ат}} = \sqrt{2} \cdot 11,51 \cdot e^{-\frac{0,035}{0,045}} = 7,47 \text{ кА}$$

– По отключению полного тока КЗ (если не выполняется предыдущее условие), формула (4.39):

$$\sqrt{2}I_{\text{откл.ном}}(1 + \beta_{\text{ном}}) \geq \sqrt{2}I_{\text{пт}} + i_{\text{ат}} \quad (4.39)$$

Так как условие по отключению аperiodической составляющей выполняется, то условие по отключению полного тока КЗ не проверяем;

– На электродинамическую стойкость, формула (4.40):

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}} \quad (4.40)$$

$$40 \text{ кА} \geq 11,51 \text{ кА};$$

– На термическую стойкость, формула (4.41):

$$B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч}} (I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к,расч}}) \quad (4.41)$$

$$40^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\text{к}} = 11,51^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 10,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Все условия выполняются, значит, данный выключатель подходит.

Далее принимая во внимание несколько пунктов, выберем разъединитель РВР-10/4000У1, паспортные данные приведены в таблице:

Таблица 4.9 – Паспортные данные разъединителя - РВР-10/4000У1

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальное рабочее напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Предельный сквозной ток, кА	Ток термической стойкости, кА/доп. время его действия, с
РВР-10/4000У1	10	12	4000	180	71/4

При выборе разъединителей необходимо соблюдать следующие условия:

– По напряжению установки, формула (4.42):

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} \quad (4.42)$$

$$10,5 \text{ кВ} \geq 10,5 \text{ кВ};$$

– По длительному току, формула (4.43):

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб max}} \quad (4.43)$$

$$4000 \text{ A} \geq 3740 \text{ A};$$

– На электродинамическую стойкость, формула (4.44):

$$i_{\text{эл.дин}} \geq i_{\text{уд}} \quad (4.44)$$

$$180 \text{ кА} \geq 11,51 \text{ кА};$$

– На термическую стойкость, формула (4.45):

$$B_{\text{к,ном}} \geq B_{\text{к,расч}} (I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к,расч}}) \quad (4.45)$$

$$71^2 \cdot 4 = 20\,164 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_{\text{к}} = 11,51^2 \cdot (0,07 + 0,01) = 10,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Таким образом, все условия выполнены для выбранных выключателя - VD4-10-40/400 и разъединителя - РВР-10/4000У1.

Из каталога производителя «АВВ Энерго» для генераторного напряжения был выбран вакуумный выключатель VD4-10-40/400 и разъединитель РВР-10/4000У1. Каталожные данные генераторного выключателя и разъединителя представлены в таблицах 4.8 – 4.9.

Далее выберем синхронизатор. Синхронизация генераторов — последовательность мер по достижению равенства значений энергетических потенциалов дизельных электрогенераторов между собой и системой электроснабжения для их безопасного включения в работу.

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

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Промсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

Для обеспечения нормального функционирования гидрогенератора, измерений параметров режима работы генератора и пр. необходимо выбрать ряд оборудования, обеспечивающего работу ротора и статора гидрогенератора.

Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов, представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Приборы, устанавливаемые в цепях генераторов

Наименование прибора	Тип прибора	Интерфейс прибора	Класс точности	Потребляемая мощность (В·А)
Счётчик	СЭТ-4ТМ.03М	RS485	0,5	8
Анализатор сети	АПКЭ-1	RS485	0,5	8
Синхронизатор	АС-М3	RS485	0,5	10
				$\Sigma = 26 \text{ В}\cdot\text{А}$

4.7 Выбор трансформаторов тока и напряжения

Делаем выбор трансформатора тока. Ориентируемся на наши расчетные данные $U_{\Gamma} = 10,5 \text{ кВ}$ и $I_{\Gamma.\text{раб max}} = 3560 \text{ А}$.

Трансформатор тока выберем ТШЛ-10-0,5-4000/5, паспортные данные которого приведены в таблице 4.11, так же трансформатор тока должен удовлетворять некоторым условиям:

Таблица 4.11 – Проверка трансформатора тока ТШЛ–10-2

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Номинальное рабочее напряжение, кВ	Номинальный первичный ток, А	Номинальная нагрузка с классом точности 0,5, Ом	Ток электродинамической стойкости, кА	Ток термической стойкости, кА/доп. время его действия, с
ТШЛ-10-0,5-4000/5	10	12	4000	1,2	100	70/3

Выбран трансформатор напряжения НТМИ-10-66У3. Номинальное напряжение 10 кВ, а максимальное 12 кВ. Параметры трансформатора напряжения НТМИ-10-66У3 представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12– Выбор трансформатора напряжения

Тип	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальная мощность, В·А при классе точности 0,5	Максимальная мощность, В·А
НТМИ-10-66У3	10	12	120	1000

К трансформатору напряжения подключается счетчик электрической энергии, анализатор качества, синхронизатор они создают нагрузку для вторичной цепи коммутации.

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

4.8 Выбор параметров КРУЭ

КРУЭ серии ELK-14 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.

Технические характеристики указаны в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Технические характеристики ячейки КРУЭ

Величина	Значение
Номинальное напряжение, кВ	$U_{ном} = 253$
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	460
Номинальный ток отключения выключателя, кА	50
Параметры сквозного тока отключения выключателя, кА	
Ток электродинамической стойкости, кА	$I_d = 135$
Ток термической стойкости, кА	$I_T = 50$
Время протекания тока термической стойкости, с	3
Испытательное напряжение промышленной частоты 50 Гц, кВ	530
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	1050
Параметры трансформаторов тока (класс точности вторичных обмоток)	
Для учета	0,25s
Для измерений	0,5s
Для защиты	10p
Параметры трансформаторов напряжения (класс точности вторичных обмоток)	
Для учета	0,2s
Для измерений	0,5s
Для защиты	3p
Номинальный ток, А	
Линейной ячейки	3150
Сборных шин	4000

Все КРУЭ АВВ соответствуют или превосходят последние международные стандарты (IEC/ANSI) и прошли типовые испытания в независимых лабораториях. Устройства ELK-14 полностью собираются и испытываются на предприятии с применением стандартизованных, автоматизированных и надежных процессов. После проведения стандартных испытаний, транспортные единицы упаковываются в соответствии с требованиями перевозчика, длительностью транспортировки, маршрута и условий хранения на площадке. Компактные размеры оборудования позволяют

поставлять полностью собранные ячейки в стандартных контейнерах, которые также могут быть использованы для временного хранения на площадке.

Предварительно испытанные, смонтированные и заполненные элегазом ячейки значительно сокращают объем монтажных работ. Ячейки соединяются с помощью стандартных инструментов, а операции с газом сведены к минимуму.

5 Релейная защита и автоматика

5.1 Расчет номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном напряжении.

Номинальный первичный ток генератора считаем по формуле (5.1):

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = I_{\text{Г}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{64,7 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,50} = 3557,58 \text{ А}, \quad (5.1)$$

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

Номинальный ток генератора, протекающий по вторичным обмоткам трансформатора тока со стороны нейтральных выводов генератора, формула (5.2):

$$I_{\text{НГ}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)} \cdot k_{\text{СХ}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{3557,58 \cdot 1,00}{4000/5} = 4,45 \text{ А} \quad (5.2)$$

Номинальный ток генератора, протекающий по главным выводам, формула (5.3):

$$I_{\text{Г}}^{(2)} = \frac{I_{\text{НГ}}^{(1)} \cdot k_{\text{СХ}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{3557,58 \cdot 1,00}{4000/5} = 4,45 \text{ А} \quad (5.3)$$

где $k_{\text{СХ}}$ – это коэффициент схемы соединения вторичных обмоток трансформаторов тока = 1,0 для схемы соединения обмоток ТТ в звезду;
 $k_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Рассчитаем базовый ток, который относится к первичным цепям:

$$I_{\text{баз}} = \frac{k_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{НОМ.Р}}}{k_{\text{ТТ}} \cdot k_{\text{ТЕ}}} = \frac{1200,00 \cdot 0,816}{\frac{400}{5} \cdot 0,475} = 0,55 \text{ А} \quad (5.4)$$

где $k_{\text{СХ}}$ – это коэффициент схемы равный 0,816;

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

$k_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока;

$k_{\text{ТЕ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора ТЕ.

Длительно допустимый режим работы ротора рассчитывается по формуле (5.5):

$$1,1 \cdot I_{\text{НОМ,РОТ}} = 1,1 \cdot 1200,00 = 1320,00 \text{ А} \quad (5.5)$$

Исходя из этого, выбираем систему возбуждения из каталога. Параметры системы возбуждения сведены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Параметры системы возбуждения

Тип системы возбуждения	Ток (длительный) $I_{\text{длит.}} \text{ А}$	Ток, А (форсированный) $I_{\text{форс.}} \text{ А}$	Напряжение, В (длительное) $U_{\text{длит.}} \text{ В}$	Напряжение, В (форсированное) $U_{\text{форс.}} \text{ В}$
СТС-320-1400-2,5УХЛ4	1400 А	2340 А	320В	490В

Выбираем трансформатор возбуждения, удовлетворяющий параметрам системы возбуждения. Паспортные данные трансформатора системы возбуждения представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Параметры системы возбуждения

Тип	Мощность сетевой обмотки, кВА	Номинальные напряжения обмоток, В, кВ			Ток преобразователя, А	Вид и диапазон регулирования напряжения	Схема и группа соединения обмоток
		сетевой, кВ	вентильной, В	преобразователя, В			
—	$S_{\text{возб}}, \text{ кВА}$	$U_{\text{сет}}, \text{ кВ}$	$U_{\text{вент}}, \text{ В}$	$U_{\text{преобр}}, \text{ В}$	$I_{\text{преобр}}, \text{ А}$	—	—
ТСЗП-2000/10-ГТ-У3	1343,00	10,50	475,00	600,00	2000,00	ПБВ $\pm 2 \cdot 2,5\%$	У/Д – 11

Номинальный первичный ток выпрямительного трансформатора ТЕ со стороны обмотки высшего напряжения считаем по формуле (5.6):

$$I_{\text{ВН ТЕ ном}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1343,00}{\sqrt{3} \cdot 10,50} = 73,85 \text{ А}, \quad (5.6)$$

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

Выполним расчет номинального тока выпрямительного трансформатора ТЕ, протекающего по вторичным обмоткам, формула (5.7):

$$I_{\text{ВНТЕР}}^{(2)} = \frac{I_{\text{ВН ТЕ ном}}^{(1)} \cdot k_{\text{СХ}}}{k_{\text{ТТ}}} = \frac{73,85 \cdot 1,0}{400/5} = 0,92 \text{ А} \quad (5.7)$$

Выполним расчет тока трехфазного короткого замыкания в точке К1 по формуле (5.8). Это делается для того, чтобы выбрать правильно защиты, в данной точке значение тока самое большое.

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{E_*}{x_d''} \cdot I_{ном,Г} = \frac{1,08}{0,22} \cdot 3,560 = 17,5 \text{ кА} \quad (5.8)$$

где E_* – сверхпереходная ЭДС; x_d'' – сверхпереходное индуктивное сопротивление; $I_{ном,Г}$ – ток статора.

Ток двухфазного короткого замыкания считается по формуле (5.9):

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 17,5 = 15,13 \text{ кА} \quad (5.9)$$

Посчитаем ток трехфазного короткого замыкания в точке К2, формула (5.10):

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{100 \cdot I_{т.ном}}{U_{кз}} = \frac{100 \cdot 73,85}{6} = 1230,8 \text{ А} \quad (5.10)$$

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1230,8 = 1065,9 \text{ А} \quad (5.11)$$

Далее рассчитываем максимальную токовую защиту (МТЗ) выпрямительного трансформатора:

1) Рассчитаем ток срабатывания по формуле (5.12):

$$I_{ср.з2} = \frac{K_H \cdot K_{форс} \cdot I_{ном.рот} \cdot K_{сх} \cdot K_{сх\text{тт}}}{K_{возв} \cdot n_{т.т} \cdot n_{т.е.}} = \frac{1,20 \cdot 1,80 \cdot 1200,00 \cdot 0,816 \cdot 1,00}{0,80 \cdot 80,00 \cdot 22,10} = 1,49 \text{ А} \quad (5.12)$$

где $k_H = 1,2$; $k_\phi = 1,8$; $k_{возвр} = 0,8$; $k_{тт} = 400/5$; $k_{ТЕ} = 22,1$; $k_{схемы} = 0,816$.

2) Найдем коэффициент чувствительности по формуле (5.14):

$$I_{ср.з1} (о.е) = \frac{I_{ср.МТЗ}}{I_{ном.ТЕ(2)}} = \frac{1,49}{0,92} = 1,62 \text{ о.е} \quad (5.13)$$

$$k_\phi = \frac{I_{к,мин}}{I_{ср.з1}} = \frac{I_{кз,т.к2}^{(2)}}{I_{ср.з1}} = \frac{1065,9}{1,62 \cdot 80,00} = 8,22 > 1,5 \quad (5.14)$$

Защита действует на отключение генераторного выключателя, гашение поля генератора и отключение АГП.

Рассчитаем токовую отсечку (ТО) выпрямительного трансформатора по формуле (5.15)

$$I_{\text{ср.ТО}} = \frac{K_H \cdot I_{K2}^{(3)} \cdot K_{\text{сх.тт}}}{n_{\text{т.т.}}} = \frac{1,40 \cdot 1230,8 \cdot 1,00}{80,00} = 21,54 \text{ А} \quad (5.15)$$

$$K_{\text{чТО}} = \frac{I_{\text{к,мин}}}{I_{\text{ср.ТО}}} = \frac{I_{\text{кз,т.к1}}^{(2)}}{I_{\text{ср.ТО}}} = \frac{15130}{23,41 \cdot 80} = 8,1 > 2 \quad (5.16)$$

Защита действует на отключение генераторного выключателя, гашение поля генератора и отключение АГП.

5.2 Перечень защит основного оборудования

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

На главном генераторе СВ-808/130 – 40У4:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Защита от длительной форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;
- Максимальная токовая защита
- Защита обмотки возбуждения возбудителя и тиристорного преобразователя от токов нагрузки;
- Блокировка системы возбуждения.

На силовом трансформаторе блока ТДЦ 80000/220-У1:

- Защита от многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- Защита от однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- Защита от витковых замыканий в обмотках;
- Защита от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- Защита от токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- Защита от понижения уровня масла;
- Защита от частичного пробоя изоляции вводов 500 кВ;
- Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла.

На трансформаторе СН ГЭС:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;

- Защита от перегрузки;

- Реле тока охлаждения.

На линиях электропередачи 220 кВ:

Основные защиты:

- дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

Резервные защиты:

- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;

- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;

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

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

5.3 Описание защит и расчет их уставок

5.3.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IΔG)

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

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

Номинальный ток генератора: $I_{НОМ} = 3560 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{ТТ} = 4000/5 \text{ А}$.

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. По первому условию величина $I_{CP.0}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима. Ток небаланса считаем по формуле (5.17).

$$I_{НБ(Н)} = k_{ОДН} \cdot f_i \cdot I_N = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_N = 178 \text{ А}, \quad (5.17)$$

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

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

$$1. \quad I_{CP.0} \geq k_N \cdot I_{НБ(Н)} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_N = 356 \text{ А}, \quad (5.18)$$

где $k_N = 2$ - коэффициент надежности.

2. По второму условию уставка начального тока срабатывания дифференциальной защиты определяется с учетом отстройки дифференциальной защиты генератора от тока трёхфазного короткого замыкания за выпрямительным трансформатором ТЕ:

$I_{CP.0} \geq I_{KЗ2}^{(3)}$, так как ток трёхфазного КЗ за выпрямительным трансформатором ТЕ, приведенный к стороне ВН ТЕ равен $I_{KЗ2}^{(3)} = 1230,8$ А, значение этого тока больше значения тока, рассчитанного по условию 1, то с учетом коэффициента надежности $k_H = 1,1$ (связанного с допустимой погрешностью трансформаторов тока) принимаем уставку начального тока срабатывания дифференциальной защиты по формуле (5.19):

$$I_{CP.0} = 1,1 \cdot \frac{I_{KЗ2}^{(3)}}{1} = 1,1 \cdot \frac{1229,85}{1} = 1352,83 \text{ А} \quad (5.19)$$

Принята уставка: $I_{CP.0} = 0,5 \cdot I_H$.

Согласно ПУЭ п. 3.2.36 дифференциальная защита генератора должна быть выполнена с током срабатывания не более $0,6 \cdot I_H$.

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании рассчитывается по формуле (5.20):

$$I_{НБ(КЗ)} = k_{АП} \cdot f_i \cdot k_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (5.20)$$

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

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

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

$I_{МАКС}$ - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, рассчитываемый по формуле (5.21).

$$I_{МАКС} = \frac{E_r''}{x_d''} \cdot I_H = \frac{1,13}{0,22} \cdot 3560 = 18285,45 \text{ А} \quad (5.21)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса, формула (5.22):

$$I_{НБ(КЗ)} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 18285,45 = 1828,54 \text{ А} \quad (5.22)$$

Коэффициент торможения выбирается из условия, формула (5.23):

$$k_T > \frac{I_{НБ(КЗ)} \cdot k_H}{I_T}, \quad (5.23)$$

$$k_T > \frac{1828,5 \cdot 2,0}{16434,26},$$

$$k_T > 0,24,$$

где $k_H = 2$ – коэффициент надежности; I_T – ток торможения в режиме протекания по генератору максимальных сквозных токов определяется по формуле (5.24):

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ\max} \cdot (I_{СКВ\max} - I_{НБ\max}) \cdot \cos\alpha}, \quad (5.24)$$

где $I_{НБ\max}$ – ток максимальный небаланса равный 1828,5 А; α – угол между векторами токов плеч защиты, в проектных расчетах может быть принят равным от 10° до 20° . Тогда ток торможения равен:

$$\begin{aligned} I_T &= \sqrt{I_{СКВ\max} \cdot (I_{СКВ\max} - I_{НБ\max}) \cdot \cos\alpha} = \\ &= \sqrt{17500 \cdot (17500 - 1828,5) \cdot \cos 10^\circ} = 16434,26 \text{ А} \end{aligned}$$

Примем уставку $k_T = 0,6$. Коэффициент торможения, равный тангенсу угла наклона тормозной характеристики, выбирается по условию обеспечения недействия защиты – от тока небаланса переходного режима внешнего КЗ.

3) Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения) считается по формуле (5.25):

$$I_{НТ} = \frac{I_{*CP}}{k_T} = \frac{0,38}{0,5} = 0,76 \text{ о. е.} \quad (5.25)$$

4) Тормозной ток определяет точку В излома характеристики срабатывания. При выборе В должно выполняться условие, формула (5.26):

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{k_T} = \frac{0,38}{0,5} = 0,76. \quad (5.26)$$

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

Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания равным шести номиналам, считаемая по формуле (5.27):

$$I_{отс} = (2 - 12) \cdot I_{НОМ} = 6 \cdot 3560 = 21360 \text{ А} \quad (5.27)$$

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

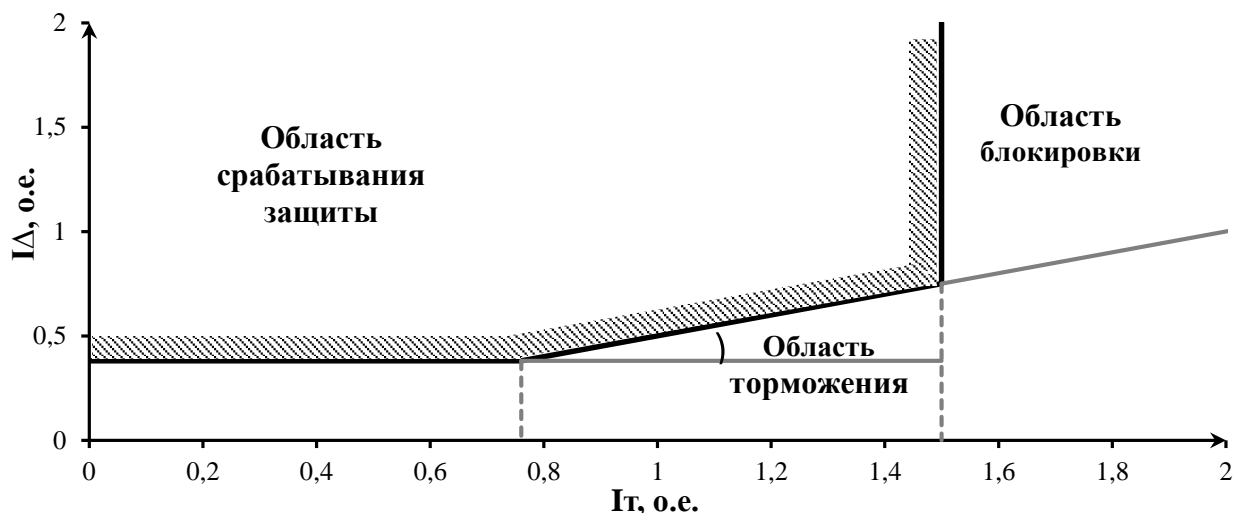


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

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

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

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

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

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

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

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

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

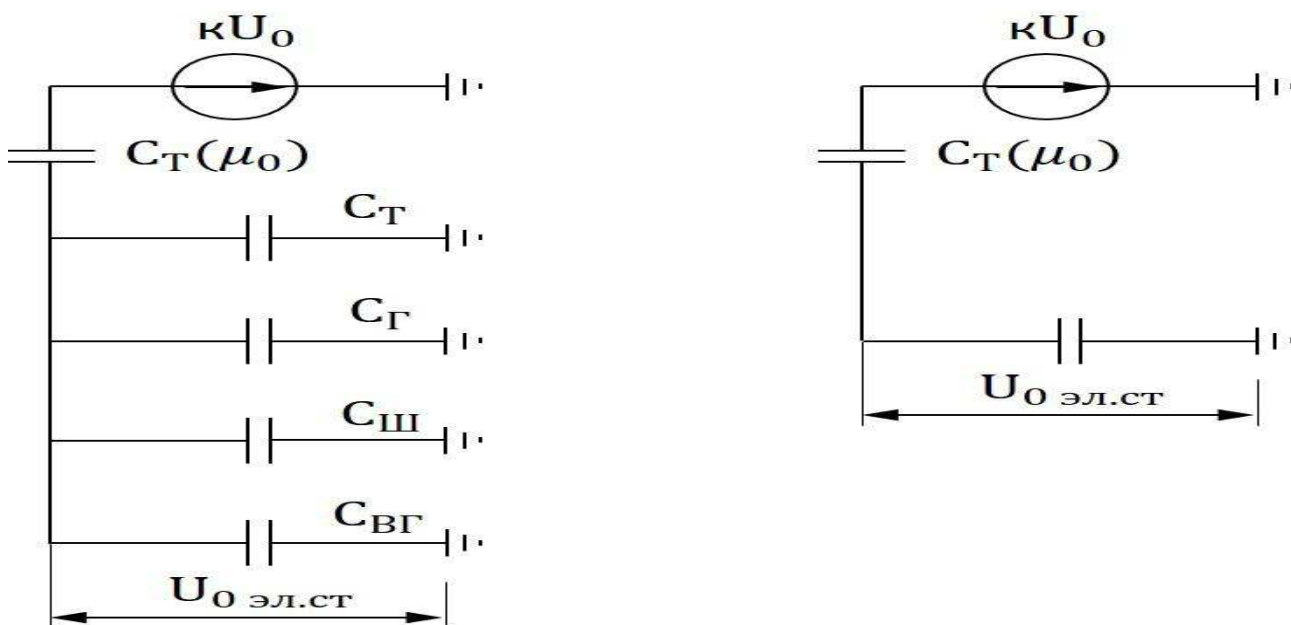


Рисунок 5.2 - Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

На рисунке выше:

$C_Г$ – емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю, 0,7 мкФ;

C_T – емкость одной фазы обмотки НН трансформатора по отношению к земле, 0,007 мкФ;

$C_Ш$ – емкость шинпровода по отношению к земле, 0,008 мкФ;

$C_{ВГ}$ – емкость генераторного выключателя, 0,25 мкФ.

Суммарная емкость фазы сети генераторного напряжения считается по формуле (5.28):

$$C_{\Sigma} = C_T + C_Г + C_Ш + C_{ВГ} = 0,007 + 0,7 + 0,008 + 0,25 = 0,965 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}, \quad (5.28)$$

$$U_{0 \text{ Эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}}, \quad (5.29)$$

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

$C_T(\mu_0)$ – емкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, ($C_T(\mu_0) = 0,012$ для $U = 242$ кВ);

U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора, которое считается по формуле (5.30):

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{НОМВН}}{\sqrt{3}} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ}, \quad (5.30)$$

Суммарный емкостной ток сети генераторного напряжения, формула (5.31):

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 314 \cdot 0,965 \cdot 10^{-6} = 5,5 \text{ А} \quad (5.31)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220 кВ равно по формуле (5.29):

$$U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}} = 0,5 \cdot 42,34 \cdot 1000 \cdot \frac{0,01}{0,01+0,963} = 217,57 \text{ В}$$

Напряжение срабатывания защиты определится по формуле (5.32):

$$U_{СР} \geq \frac{k_H}{k_B} \cdot \frac{3}{n_{ТН}} \cdot U_{0 \text{ ЭЛ.СТ.}}, \quad (5.32)$$

$$U_{СР} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 217,57}{\frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,1/3}},$$

$$n_{ТН} = 100/3$$

$$U_{СР} \geq 5,67,$$

где $k_H = 1,5$ – коэффициент надежности;

$n_{ТН}$ – коэффициент трансформации ТН;

$k_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую в диапазоне от 10 до 20 В.

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

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

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

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от k_T . Рассчитаем по формуле (5.33) сколько процентов обмотки статора защищено со стороны нейтрали.

$$X = \frac{1}{k_T+2} = \frac{1}{3+2} = 0,20 = 20 \% \quad (5.33)$$

При $k_T = 3$ орган U_{03} работает селективно и защищает 20 % 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.

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

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается, исходя из формулы (5.34):

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 10500}{10500/100} = 140 \text{ В} \quad (5.34)$$

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

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

Уставка $U1>$ рассчитывается по формуле (5.35):

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 10500}{10500/100} = 120 \text{ В} \quad (5.35)$$

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.

5.3.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий ($I2$)

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

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности I_{*2} , который считаем по формуле (5.36):

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H}, \quad (5.36)$$

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 формулой (5.37):

$$t_{\text{доп}} = \frac{A}{I_{*2}^2} = 30 \text{ с}, \quad (5.37)$$

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

Защита содержит следующие функциональные органы:

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

Принята уставка сигнального органа, определяемая формулой (5.38):

$$I_{*2\text{СИГН}} = 0,07$$

$$I_{2\text{СИГН}} = 0,07 \cdot I_H = 249,2 \text{ А} \quad (5.38)$$

2) Пусковой орган ($I_{2\text{ПУСК}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Так как отсутствуют данные перегрузочной способности генератора в расчете принимаем требования ПТЭ к допустимому уровню тока обратной последовательности. Для генераторов с косвенным охлаждением обмоток ток обратной последовательности не должен превышать 14%. Максимальное время работы интегрального органа в этом режиме составит $t_{\text{МАКС}} = 1530 \text{ с}$.

При этом уставка равна по формуле (5.39):

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{30}{1530}} = 0,14 \quad (5.39)$$

Уставку пускового органа выбираем по условию надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}}$, формула (5.40), (5.41):

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{k_H} = 0,14/1,2 = 0,12, \quad (5.40)$$

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

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,12 \cdot I_H = 427,2 \text{ А} \quad (5.41)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,12$:

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{30}{0,12^2} \approx 2203,2 \text{ с}$$

3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождающихся токами перегрузки I_2 с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой по формуле (5.42):

$$t_{\text{СР}} = \frac{30}{(I_{*2})^2} = 1530 \text{ с} \quad (5.42)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – 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	0,12
Длительность (с), $t_{\text{СР}}$	30	83	120	188	333	750	1530

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

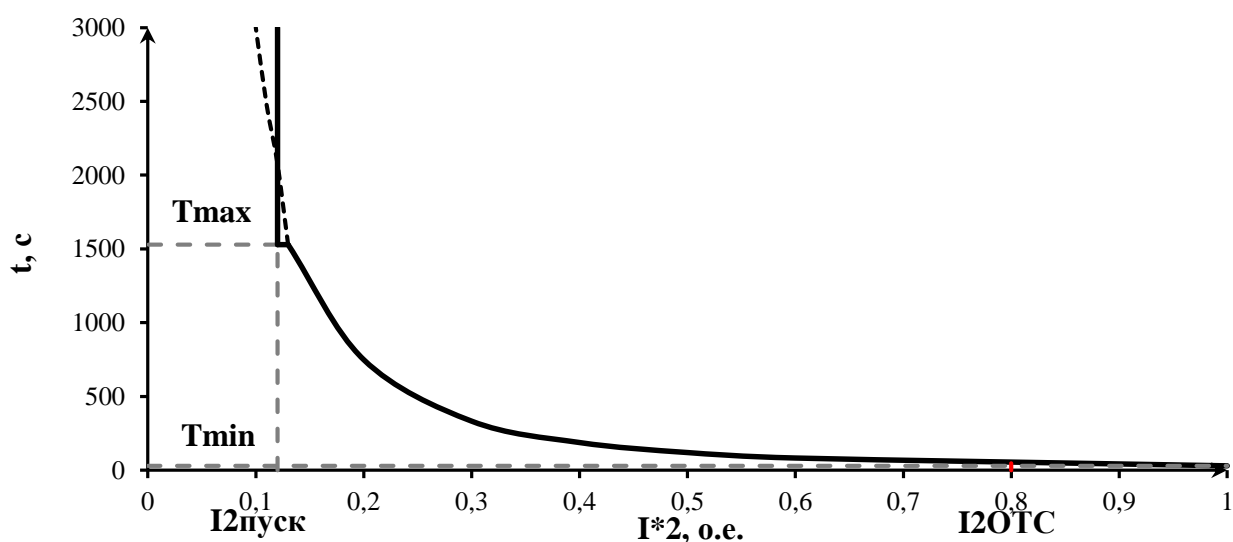


Рисунок 5.3 – Характеристика пускового органа защиты обратной последовательности

Время срабатывания интегрального органа принято: $t_{\text{мин}} = 0,5 \text{ с}$, $t_{\text{макс}} = 1530 \text{ с}$. Уставку $t_{\text{мин}}$ завод-изготовитель рекомендует принимать минимально возможной из имеющегося диапазона уставок (0,5 сек.).

Интегральный орган имитирует процесс нагрева ротора генератора по линейному закону и процесс охлаждения ротора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону с постоянной времени охлаждения, регулируемой уставкой времени полного охлаждения ($T_{\text{охл}}$).

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

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;

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

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

В связи с отсутствием необходимых данных уставка срабатывания принимается по второму условию.

Условие обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов.

$$I_{2\text{с.з.}}^* \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot 2 \cdot (X_{\text{дВН}}'' + X_{\text{T}} + X_{\text{Л}})}; \quad (5.43)$$

Произведем расчёт короткого замыкания в относительных единицах:

$$S_{\text{баз}} = 100 \text{ МВА}; U_{\text{баз1}} = 10,5 \text{ кВ}; U_{\text{баз2}} = 242 \text{ кВ}.$$

$$X_{\text{л}}^* = X_{0,\text{УД}} \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2} = 0,435 \cdot 60 \cdot \frac{60}{242^2} = 0,027 \text{ о. е.} \quad (5.44)$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз1}}} \quad (5.45)$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,50} = 5498,57 \text{ А}$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз2}}} \quad (5.46)$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 242,00} = 238,57 \text{ А}$$

$$X^*_{\text{ген.баз.}} = X''_d \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{баз2}}^2} \quad (5.47)$$

$$X^*_{\text{ген.баз.}} = 0,22 \cdot \frac{10,5^2}{64,7} \cdot \frac{100,00}{10,5^2} = 0,34 \text{ о. е.}$$

$$X^*_{\text{тр-ра.баз.}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{баз2}}^2} \quad (5.48)$$

$$X^*_{\text{тр-ра.баз.}} = \frac{11}{100,00} \cdot \frac{242,00^2}{80,00} \cdot \frac{100,00}{242,00^2} = 0,1375 \text{ о. е.}$$

$$I^{*(3)}_{\text{КЗ}} = \frac{E^*}{X^*_{\text{ген.баз.}} + X^*_{\text{тр-ра.баз.}} + X^*_L} \quad (5.49)$$

$$I^{*(3)}_{\text{КЗ}} = \frac{1}{0,34 + 0,1375 + 0,027} = 1,98 \text{ о. е.}$$

$$I^{*(2)}_{2.\text{КЗ}} = \frac{\sqrt{3}}{2 \cdot \sqrt{3}} \cdot I^{*(3)}_{\text{КЗ.}} \quad (5.50)$$

$$I^{*(2)}_{2.\text{КЗ}} = \frac{\sqrt{3}}{2 \cdot \sqrt{3}} \cdot 1,98 = 0,99 \text{ о. е.}$$

Переведем в именованные единицы:

$$I^{*(2)\text{нн}}_2 = I^{*(2)}_{2.\text{КЗ.}} \cdot I_{\text{баз1}}; \quad (5.51)$$

$$I^{*(2)\text{нн}}_2 = 0,99 \cdot 5498,57 = 5449,52 \text{ А}$$

Далее приведем ток в соответствии с коэффициентом трансформации трансформатора тока:

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = \frac{I^{*(2)\text{нн}}_2}{k_{\text{ГТ}}}; \quad (5.52)$$

$$I_{2\text{МИН}}^{(2)} = \frac{5449,52}{4000/5} = 6,81 \text{ А}$$

Тогда уставка срабатывания:

$$I_{2 \text{ с.з.}} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)}}{K_{\text{ч}}}, \quad (5.53)$$

где $K_{\text{ч}} = 1,3$ – коэффициент чувствительности.

$$I_{2 \text{ с.з.}} \leq \frac{6,81}{1,3} = 5,24 \text{ А}$$

$$I_{*\text{CP}} \leq \frac{I_{2\text{СЗ}}}{I_{\text{НОМ}}} = \frac{5,24}{4,45} = 1,17 \quad (5.54)$$

В соответствии с указаниями завода-изготовителя принимаем уставку отсечки из диапазона $0,5 - 0,8 I_{\text{НОМ.ГЕН.}}$. При этом коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}} > 1,3$. Принимаем уставку $0,8 \cdot I_{\text{НОМ.ГЕН.}}$.

В относительных единицах:

$$I_{2 \text{ с.з.}}^* = 0,8 \cdot I_{\text{баз}}; \quad (5.55)$$

$$I_{2 \text{ с.з.}}^* = 0,8 \cdot 4,45 = 3,56 \text{ А}$$

Тогда:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_2^{(2)}}{I_{2 \text{ с.з.}}}; \quad (5.56)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{6,81}{3,56} = 1,91$$

Ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию $I_{2\text{С.З.}} = 0,80$. При этом коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}} > 1,2$.

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на ШСВ, 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.3.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

Уставка сигнального органа определяется формулой (5.45):

$$I_{1\text{СИГН}} = \frac{k_H \cdot I_H}{k_B} = \frac{1,05 \cdot 3560}{0,98} = 3814,28 \text{ А}, \quad (5.45)$$

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

$k_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 6$ с.

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

Уставка пускового органа определяется формулой (5.46):

$$I_{1\text{ПУСК}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = \frac{1,08 \cdot 3560}{0,98} = 3923,26 \text{ А} \quad (5.46)$$

Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_H}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	3600	1200	500	350	270	150	75	5	5

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1) представлена на рисунке 5.6.

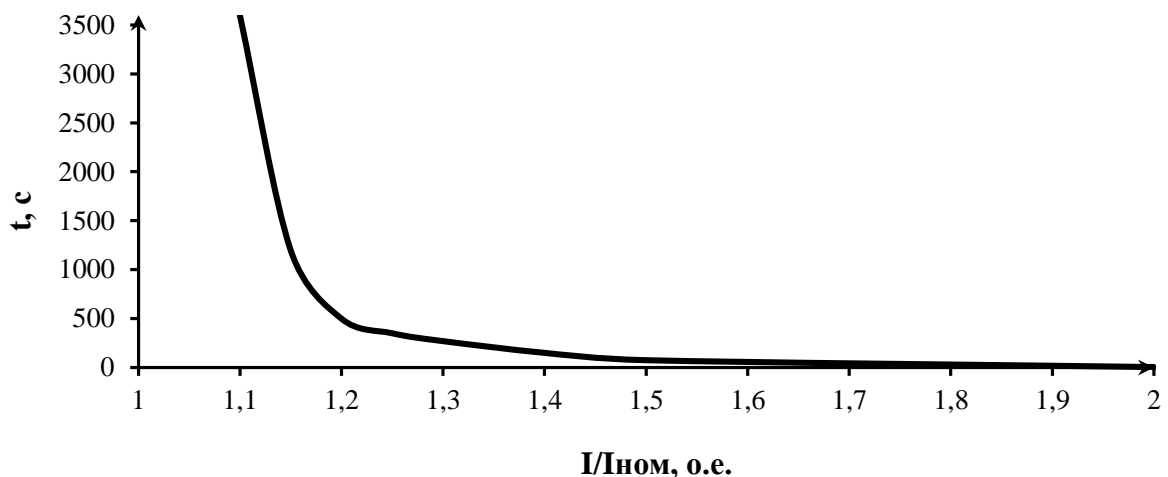


Рисунок 5.6 - Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

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

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

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

Уставка органа отсечки определяется формулой (5.47):

$$I_{10TC} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = \frac{1,20 \cdot 3560}{0,98} = 4359,18 \text{ А}, \quad (5.47)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению $U_{\Gamma} <$. Напряжение срабатывания принято равным, формула (5.48):

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{k_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 10500,00}{1,03 \cdot 105,00} = 66,02 \text{ В} \quad (5.48)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 7,0 с на ШСВ, 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.3.6 Дистанционная защита генератора $Z1 <$, $Z2 <$

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

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

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

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 Владимирская ГЭС – ПС Призейская 1, формула (5.49):

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z_{1Л} \quad (5.49)$$

$$Z_1 \leq 0,80 \cdot \left(80,53 + \frac{26,1}{2,00} \right)$$

$$Z_1 \leq 81,82 \text{ Ом}$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны, равный количеству отходящих линий;

$Z_{1Л}$ – сопротивление линии;

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

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 242^2}{80} = 80,53 \text{ Ом}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора, уставка определяется формулой (5.50):

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot \left(U_{КЗ} \cdot \frac{S_{\text{НОМ(ген)}}}{S_{\text{НОМ(ТН)}}} + \frac{Z'_{1Л}}{K_T} \cdot \frac{S_{\text{НОМ(ген)}}}{U_{ВН}^2} \right) \quad (5.50)$$

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,80 \cdot \left(\frac{11}{100} \cdot \frac{64,7}{80} + \frac{26,1}{2,00} \cdot \frac{64,7}{220,00^2} \right),$$

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,085$$

Z_1 в первичных Омах определим по формуле (5.51):

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,085 \cdot 1,704 = 0,145 \text{ Ом}, \quad (5.51)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ,Г}}} = \frac{10,50^2}{64,7} = 1,704 \text{ Ом}$.

Уставка будет найдена по формуле (5.52):

$$Z_{1СЗ} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,145 \cdot \frac{\frac{4000}{5}}{\frac{10,5}{0,10}} = 1,1 \text{ Ом} \quad (5.52)$$

Принята уставка $Z_1 = 1,1 \text{ Ом}$.

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

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

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

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме определяется формулой (5.53):

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{10,50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 3558} = 1,704 \text{ Ом}, \quad (5.53)$$

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

Рассчитаем сопротивление нагрузки в режиме форсировки по формуле (5.54):

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\text{Ф}}} = \frac{0,95 \cdot 1,00}{1,80} = 0,53 \text{ о. е.}, \quad (5.54)$$

где $I_{\text{Ф}}$ – ток в режиме форсировки из исходных данных.

Найдем угол в режиме форсировки по формуле (5.55):

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\text{Ф}}} = \frac{0,85}{0,95 \cdot 1,80} = 0,5, \quad (5.55)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 60^\circ$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято по формуле (5.56), пересчет в именованные единицы измерения – формула (5.57):

$$Z_{2\text{СЗ}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,53}{1,10} = 0,48 \text{ о. е.}, \quad (5.56)$$

$$Z_{2\text{СЗ}} = Z_{2\text{СЗ о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,48 \cdot \frac{10,50^2}{64,7} = 0,818 \text{ Ом}. \quad (5.57)$$

Значение уставки определим по формуле (5.58):

$$Z_{2\text{СЗ}} = \frac{Z_{2\text{СЗ}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,66 \cdot 4000 / 5}{10500 / 100} = 6,23 \text{ Ом}, \quad (5.58)$$

Принимаем уставку $Z_2 = 6,23 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 20%. Уставки по сопротивлению смещения $Z_{\text{СМ1}} = 0,182 \text{ Ом}$, $Z_{\text{СМ2}} = 1,004 \text{ Ом}$.

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

Вторая ступень действует с выдержкой времени 7,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 8,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.7.

$\varphi_{\text{нагр}}$ – угол нагрузки, соответствующий номинальному коэффициенту мощности генератора ($\cos\varphi = 0,85$).

5.3.7 Защита от перегрузки обмотки ротора

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

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

Уставка сигнального органа определяется по формуле (5.59):

$$I_{P \text{ СИГН.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.РОТ}} \cdot K_{СХ}}{K_{\text{ВОЗВ}} \cdot K_{\text{ТЕ}} \cdot n_{\text{Т.Т.}}} = \frac{1,05 \cdot 1200,00 \cdot 0,816}{0,98 \cdot \frac{10,50}{0,475}} = 47,46 \text{ А.} \quad (5.59)$$

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа. Уставка пускового органа определяется формулой (5.60):

$$I_{P \text{ ПУСК.}} = \frac{K_H \cdot I_{\text{НОМ.РОТ}} \cdot K_{СХ}}{K_{\text{ВОЗВ}} \cdot K_{\text{ТЕ}}} = \frac{1,1 \cdot 1200,00 \cdot 0,816}{0,98 \cdot \frac{10,50}{0,475}} = 49,72 = 1,13 \text{ о. е.} \quad (5.60)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной таблицей 5.4, и действующей на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Таблица 5.4 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки $\frac{I}{I_H}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	1,15
Длительность перегрузки (с)	длительное	210	140	110	90	70	55	20	210

Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора представлена на рисунке 5.8.

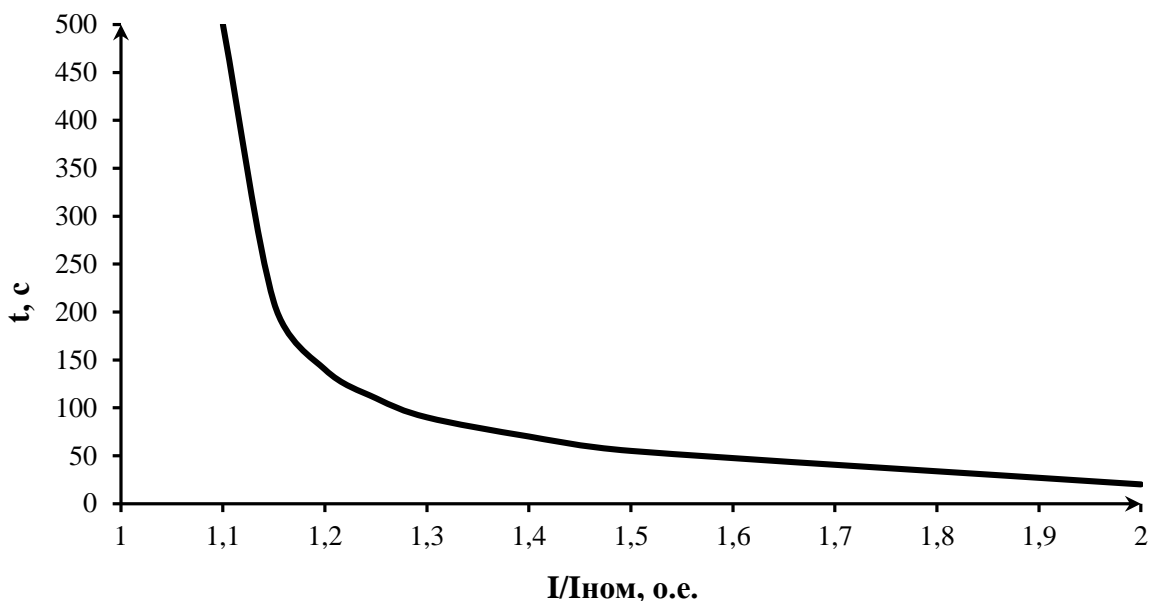


Рисунок 5.8 - Характеристика интегрального органа защиты от перегрузки обмотки ротора

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания. Уставка рассчитывается по формуле (5.61):

$$I_{P\text{ отс}} = \frac{2,2 \cdot I_{\text{ном.рот}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{возв}} \cdot K_{\text{ТЕ}}} = \frac{2,2 \cdot 1200,00 \cdot 0,816}{0,98 \cdot \frac{10,50}{0,475}} = 99,44 \text{ А} = 2,26 \text{ о. е.} \quad (5.61)$$

5.4 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 обеспечивают высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высоко интегрированных и высоконадёжных микросхем – повышенную надёжность аппаратной части защиты.

5.5 Таблица уставок и матрица отключений

Уставки защит и матрица отключений представлены в приложении Г.

6 Компонировка сооружения

6.1 Определение отметки гребня бетонной плотины

Отметка гребня грунтовой плотины $\nabla_{\text{ГГП}}$ считается по формуле (6.1):

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

где h_s – превышение гребня грунтовой плотины над расчетным уровнем в ВБ.

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a, \quad (6.2)$$

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

Δh_{set} – высота ветрового нагона;

a – конструктивный запас, принимаемый не менее 0,4 м и не более 2,0 м, выбираем 0,4.

Высоту ветрового нагона рассчитывают по формуле (6.3):

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

где V_w – расчетная скорость ветра на высоте 10 м над уровнем воды ($V_w = 24$ м/с);

$$k_w = 3(1 + 0,3V_w) \cdot 10^{-7} = 25,5 \cdot 10^{-7},$$

L – длина разгона волны ($L = 6900$ м);

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

Найдем условную расчетную глубину воды в водохранилище по формуле (6.4):

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{452 - 392}{2} = 30 \text{ м} \quad (6.4)$$

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 25,5 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{25^2 \cdot 6900}{9,81 \cdot 30} \cdot \cos 0 = 0,0374 \quad (6.5)$$

Определим высоту волны 1% обеспеченности для основного случая. Для этого:

1. Вычисляем безразмерные комплексы $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ по формулам (6.6 – 6.7), где t – период развития волн на водохранилище, принимаем $t = 6 \text{ ч} = 21600 \text{ с}$.

$$\frac{gL}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 6900}{25^2} = 108,3 \quad (6.6)$$

$$\frac{gt}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{25} = 8475,84 \quad (6.7)$$

2. Из графика по верхней огибающей кривой (для глубоководной зоны с глубиной $d > 0,5\bar{\lambda}_d$, где дно не влияет на основные характеристики волн) по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определим параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$.

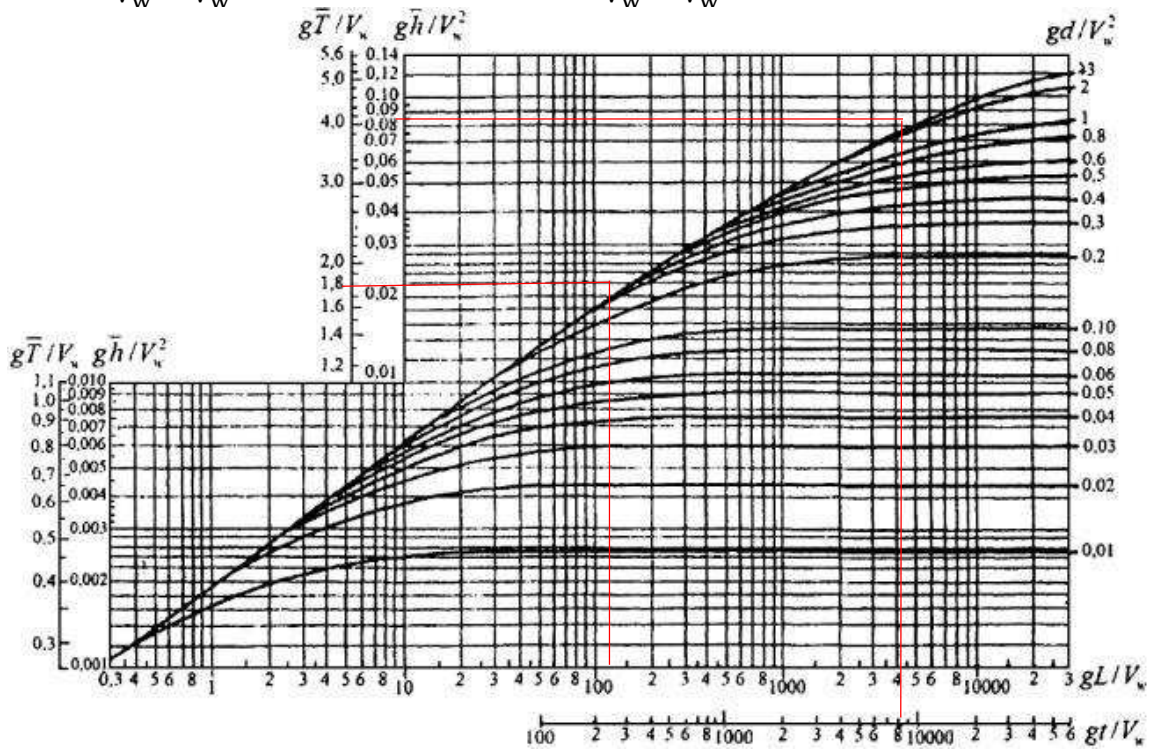


Рисунок 6.1 – График для определения величин $\frac{g \cdot T_{cp}}{V_w}$ и $\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$

Снятые с графика 6.1 значения вносим в таблицу 6.1

Таблица 6.1 – элементы ветровых волн в глубоководной и мелководной зонах

$\frac{g \cdot t}{V_w}$		$\frac{g \cdot L}{V_w^2}$	
$\frac{g \cdot T_{cp}}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g \cdot T_{cp}}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
3,79	0,075	1,69	0,0195

3. Вычисляем средний период и среднюю высоту волны по формулам (6.8 – 6.9), выбирая меньшие значения $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$ (0,012 и 1,25 соответственно).

$$\bar{h} = \frac{0,0195 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,019 \cdot 25^2}{9,81} = 1,242 \text{ м} \quad (6.8)$$

$$\bar{T} = \frac{1,69 \cdot V_w}{g} = \frac{1,625 \cdot 25}{9,81} = 4,307 \text{ с} \quad (6.9)$$

4. Вычисляем среднюю длину волны по формуле (6.10):

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 4,307^2}{2 \cdot 3,14} = 28,96 \text{ м} \quad (6.10)$$

Проверим условие $d > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d$. Если условие не выполнено, т.е. зона мелководная, то для определения \bar{T} и \bar{h} на графике используют огибающую, соответствующую безразмерному комплексу $\frac{gd}{V_w^2}$.

В данном случае $30 > 14,48$, следовательно, зона глубоководная.

5. Определяем высоту волны 1% обеспеченности по формуле (6.11):

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot k_i, \quad (6.11)$$

где k_i – коэффициент, определяемый по графику 6.2 в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$ (для глубоководной зоны).

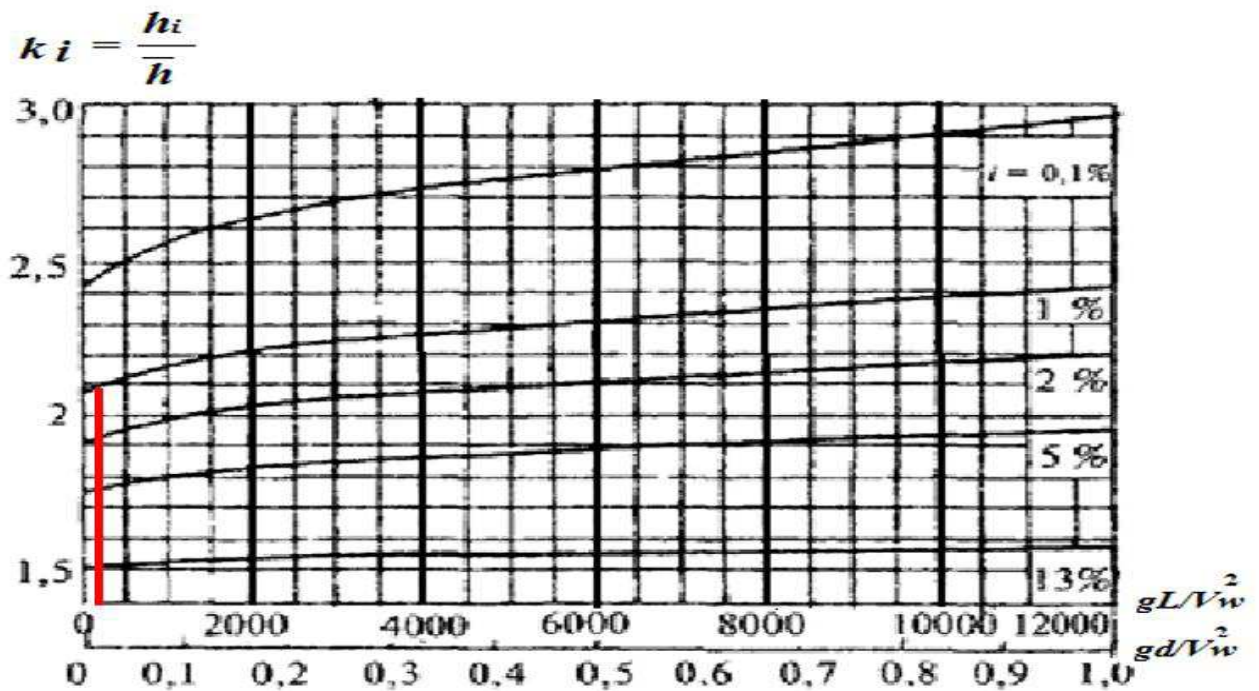


Рисунок 6.2 – График нахождения значения k_i для глубоководной зоны

Исходя из графика, $k_i = 2,08$, тогда

$$h_{1\%} = 1,242 \cdot 2,08 = 2,58 \text{ м}$$

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находят по формуле (6.16):

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + \alpha, \quad (6.12)$$

где α – величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для ГТС класса I-0,8 м, II-0,6 м, III-IV-0,4 м; $\alpha = 0,4$ м.

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_{1\%} + \Delta h_{\text{set}} + \alpha = 452 + 2,58 + 0,037 + 0,6 = 455,22 \text{ м}$$

6.2 Расчет пропускной способности водосливной плотины

В соответствии с классом ГТС максимальный расчетный расход для основного расчетного случая – $Q_{3\%}$, для поверочного расчетного случая – $Q_{0,5\%}$. Кривая связи УНБ = f (QНБ) представлена на рисунке 6.4.

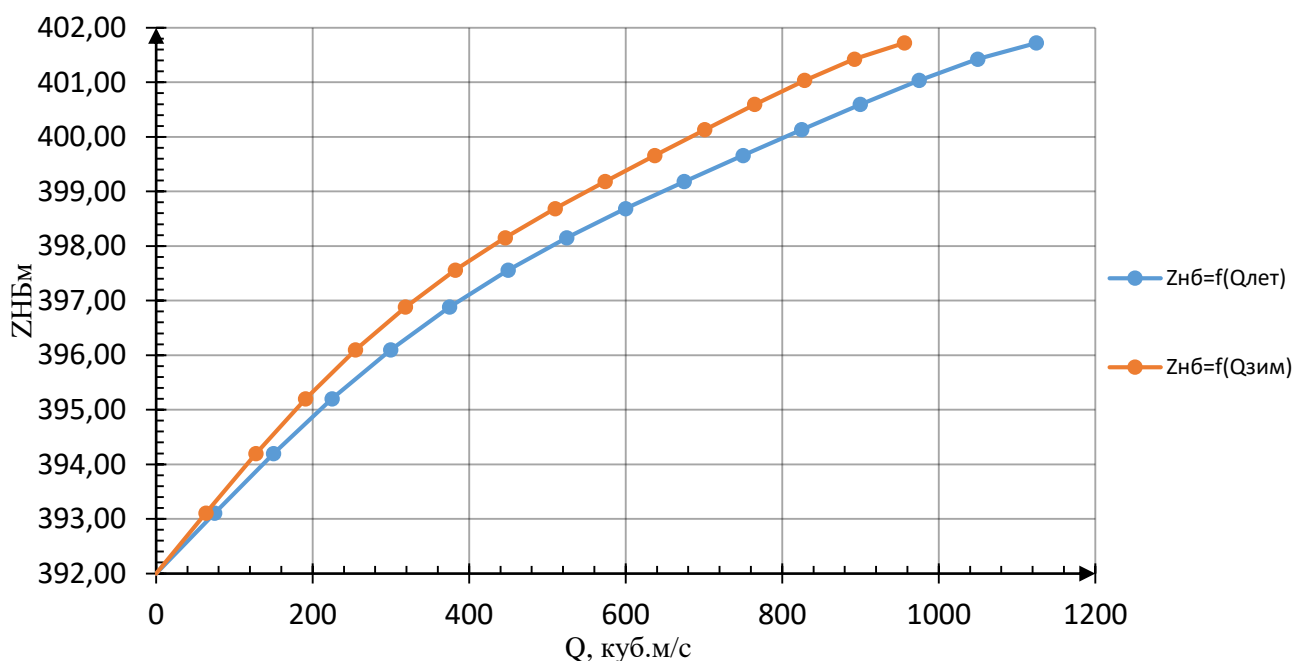


Рисунок 6.4 – Кривая связи УНБ = f (QНБ)

Таблица 6.1 – Таблица максимальных расчетных расходов различной вероятности превышения

p, %	0,01%	0,1%	0,5%	1%	3%	Qсан
Q _{макс}	-	1257,8	1091,1	1013,2	933,1	25
Отм. УНБ	-	401,8	401,61	401,24	400,79	392,36

Топографическая карта района всего водохранилища с нанесенной береговой линией и с масштабным отрезком представлена на рисунке 6.5.

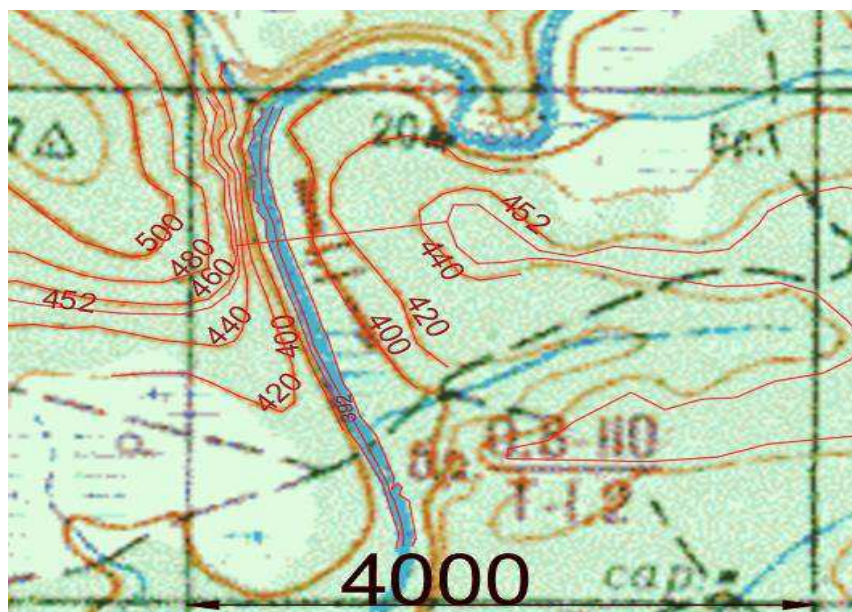


Рисунок 6.5 – Карта района створа и водохранилища

По кривой связи представленной на рисунке 6.4 определяют:

п
р
и
р
р

6.2.1 Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случая

Для установления возможности пропуска паводка через гидроагрегаты необходимо определить напор на сооружение при основном и поверочном расчетном случае:

$$H_{\text{осн}} = \frac{Q_{\text{макс.расч}}}{V_{\text{ФПУ}}} \cdot \text{УНБ}(Q_{\text{макс.расч}}) = \frac{1257,8 \text{ м}^3/\text{с}}{433,00} \cdot \text{УНБ}(1257,8) = 401,24 \text{ м} = 50,76 \text{ м}$$

$$H_{\text{пов}} = \frac{Q_{\text{пов}}}{V_{\text{ФПУ}}} \cdot \text{УНБ}(Q_{\text{пов}}) = \frac{117,45 \text{ м}^3/\text{с}}{433,00} \cdot \text{УНБ}(117,45) = 401,84 \text{ м} = 51,16 \text{ м}$$

Определение расчетных расходов при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случаев осуществляется по формулам (6.17 – 6.18):

$$Q_{\text{га}}^{\text{осн}} = \frac{N_{\text{га}}}{9,81 \cdot (H_{\text{осн}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{54500}{9,81 \cdot (50,76 - 0,3) \cdot 0,93} = 118,4 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.13)$$

$$Q_{\text{га}}^{\text{пов}} = \frac{N_{\text{га}}}{9,81 \cdot (H_{\text{пов}} - \Delta h) \cdot \eta} = \frac{54500}{9,81 \cdot (51,16 - 0,3) \cdot 0,93} = 117,45 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.14)$$

Согласно СП 58.13330.2012 количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов - m, должно быть не более:

$$m = (n - 1) \text{ при числе гидроагрегатов ГЭС } n \leq 6;$$

следовательно, $m = 2 - 1 = 1$

Найдем расходы ГЭС при пропуске воды для основного и поверочного расчетного случаев по формулам (6.19 – 6.20):

$$Q_{ГЭС}^{осн} = m \cdot Q_{га}^{осн} = 118,4 \cdot 1 = 118,4 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.15)$$

$$Q_{ГЭС}^{пов} = m \cdot Q_{га}^{пов} = 117,45 \cdot 1 = 117,45 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.16)$$

Расчетный расход воды через водосливную плотину для основного расчетного случая считаем по формуле (6.21):

$$Q_{расч}^{осн} = Q_{макс. расч}^{осн} - Q_{ГЭС}^{осн} - Q_c \quad (6.17)$$

$$Q_{расч}^{осн} = 1013,2 - 118,39 - 114,04 = 780,77 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_c = \frac{V_{по} + V_{пр}}{T_{ср}} = \frac{0,918 \cdot 10^9 + 0,56 \cdot 10^9}{12960000} = 114,04 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.18)$$

Для поверочного по формуле (6.23):

$$Q_{расч}^{пов} = Q_{макс. расч}^{пов} - Q_{ГЭС}^{пов} - Q_c \quad (6.19)$$

$$Q_{расч}^{пов} = 1257,8 - 117,45 - 114,04 = 1026,3 \text{ м}^3/\text{с}$$

6.2.2 Определение расхода через другие водопропускные сооружения гидроузла (донные отверстия и глубинные водосбросы)

Расчетные расходы могут сбрасываться через глубинные водосбросы или донные отверстия. Донный водосброс, используемый для опорожнения водохранилища, называется также водоспуском (водовыпуском). Полное опорожнение водохранилища может потребоваться при ликвидации ГТС.

Задаемся диаметрами водовыпускного отверстия D от 1 до 5 метров (возьмем 3 м). Рассчитаем отметку центра отверстия по формуле (6.24):

$$\nabla_{ЦО} = \nabla_{пола гал-и} + h_{гал-и} + 3,5 = 392 + 3 + 3,5 = 398,50 \text{ м} \quad (6.20)$$

Напор над центром выходного сечения водовыпуска H считаем по формуле (6.25):

$$H = \frac{НПУ+УМО}{2} - \nabla_{ЦО} = \frac{452+437,73}{2} - 398,5 = 46,36 \text{ м} \quad (6.21)$$

Определяют расход через отверстие по формуле (6.26):

$$Q = \mu \omega \sqrt{2gH} = 0,8 \cdot 3,14 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 46,36} = 75,76 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.22)$$

где μ - коэффициент расхода 0,8;

ω - площадь водовыпускного отверстия диаметром 3,0 м, считается по формуле (6.27).

$$\omega = \pi R^2 = 3,14 \cdot 1 = 3,14 \text{ м}^2, \quad (6.23)$$

Определяем количество водовыпускных отверстий (не менее 2-х), необходимое для пропуска расчетного расхода по формуле (6.28):

$$n = \frac{Q_c}{Q} = \frac{142,55}{75,76} = 1,88 \quad (\text{округляем в большую сторону}) \quad (6.24)$$

Принимаем 2 отверстия диаметром 2,0.

6.2.3 Определение ширины водосливного фронта

Определяем удельный расход на рисберме по формуле (6.29):

$$q_p = V_h \cdot h_{нб} \quad (6.25)$$

где $h_{нб}$ – глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой УНБ = f ($Q_{нб}$) при $Q_{\text{макс. расч}}^{\text{осн}}$;

V_h – допустимая скорость на рисберме, принимается в зависимости от грунтов, слагающих дно реки (песок – 2,5÷3,5 м/с; глина – 3÷4 м/с; гравий – 3,5 м/с; полускальные – 3,5÷4,5 м/с; скальные – более 5 м/с). В нашем случае 5 м/с.

$$q_p = 5 \cdot 9,24 = 46,2 \text{ м}^2/\text{с}$$

Определяем удельный расход на водосливе по формуле (6.30):

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 46,2 = 57,75 \text{ м}^2/\text{с} \quad (6.26)$$

Ширина водосливного фронта определяется по формуле (6.31):

$$B = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{q_b} = \frac{780,77}{57,75} = 13,52 \text{ м} \quad (6.27)$$

Ширина водосливного фронта B должна быть целым числом, поэтому округляем B до 14 м. Стандартная ширина пролета b принимается в соответствии с тех. регламентом. Принимаем $b = 7$. В итоге: 2 пролетов по 7 м.

Толщина разрезного быка:

Березинский А.Р. рекомендует принимать толщину неразрезного быка в зависимости от ширины водосливного пролета. Примем толщину разрезного быка равной: $\delta_6 = 3$ м. Тогда ширина водосливного фронта с учетом быков:

$$B_B = b \cdot n + (n - 1) \cdot \delta_6, \quad (6.28)$$

$$B_B = 7 \cdot 2 + (2 - 1) \cdot 3 = 17 \text{ м.}$$

6.2.4 Определение напора на водосливе

По основной формуле расхода для водосливов всех типов методом последовательных приближений определяют напор на гребне водослива, сначала без учета сжатия и подтопления – H_{01} по формуле (6.32), а затем с учетом сжатия и подтопления – H_{02} по формуле (6.33).

$$H_{01\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{780,77}{0,49 \cdot 14 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 8,71 \text{ м} \quad (6.29)$$

где m – коэффициент расхода зависит от формы профиля водослива и принимается в зависимости от типа водослива практического профиля (в проекте принимают $m = 0,49$)

$$H_{02\text{осн}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot b \cdot n \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{780,77}{0,49 \cdot 0,856 \cdot 1 \cdot 14 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 9,65 \text{ м} \quad (6.30)$$

где σ – коэффициент подтопления (в проекте $\sigma = 1$);

ε – коэффициент бокового сжатия, зависящий от условий входа потока в пролет.

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[\frac{\xi_y + (n-1)\xi_6}{n} \right] \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \right) \cdot \frac{8,71}{7} = 0,856, \quad (6.31)$$

где ξ_y – коэффициент формы боковых устоев, принимают 0,7

ξ_6 – коэффициент, зависящий от расположения быка в плане и от формы верховой грани быка, для полукруглого очертания 0,45.

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу V_0 определим по формуле (6.35):

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g}, \quad (6.32)$$

$$V_0 = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{осн}}}{(\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{752,26}{(452-392) \cdot (14 + (2-1) \cdot 3)} = 0,738 \text{ м/с} \quad (6.33)$$

где δ_B – толщина быка, $\alpha = 3$.

Толщина быка зависит от конструкции затворов и размеров перекрываемых водосливных отверстий (в КП принимают $\delta_B = 3$ м – для пролетов шириной $b \leq 14$ м и $\delta_B = 4$ м – для пролетов шириной $b > 14$ м).

$$H = H_{02} - \frac{\alpha V_0^2}{2g} = 9,65 - \frac{1,1 \cdot 0,738^2}{2 \cdot 9,81} = 9,35 \text{ м}$$

6.2.5 Определение отметки гребня водослива

Назначают $H_{\text{ст}}$ – ближайший к вычисленному H в соответствии с техническим регламентом (4; 4,5; 5,0; 5,5; 6,0; 7,0; 8,0; 9,0; 10,0; 12,0; 14,0; 16,0; 18,0; 20,0 м).

$H = 9,35$ м принимаем $H_{\text{ст}} = 9$ м.

Определим по формуле (6.37) отметку гребня водослива:

$$\nabla_{\text{ГВ}} = \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 452,00 - 9 = 443,00 \text{ м} \quad (6.34)$$

6.2.6 Проверка пропуска расчетного расхода при поверочном расчетном случае

Определяют напор над гребнем водослива при пропуске расхода поверочного расчетного случая (при ФПУ) без учета сжатия и подтопления по формуле (6.38):

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{997,79}{0,49 \cdot 14 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,25 \text{ м} \quad (6.35)$$

Вычисляем напор над гребнем водослива с учетом сжатия и подтопления по формуле (6.39):

$$\varepsilon = 1 - 0,2 \left[\frac{\xi_y + (n-1)\xi_0}{n} \right] \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot \left(\frac{0,7 + (2-1) \cdot 0,45}{2} \right) \cdot \frac{10,25}{7} = 0,92$$

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{m \cdot \varepsilon \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{997,79}{0,49 \cdot 0,92 \cdot 1 \cdot 14 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,83 \text{ м} \quad (6.36)$$

Рассчитывают напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поверочного расхода по формуле (6.41). Скорость при поверочном случае считаем по формуле (6.40):

$$V_0^{\text{пов}} = \frac{Q_{\text{расч}}^{\text{пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{997,79}{(453-392) \cdot (14 + (2-1) \cdot 3)} = 0,947 \text{ м/с} \quad (6.37)$$

$$H_{\text{пов}} = H_{02}^{\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V_0^{\text{пов}^2}}{2g} = 10,83 - \frac{1,1 \cdot 0,947^2}{2 \cdot 9,81} = 10,77 \text{ м} \quad (6.38)$$

Определяем расчетную отметку форсированного уровня по формуле (6.42), т.е. отметку при которой поверочный расход может быть пропущен через водослив:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 443 + 10,77 = 453,77 \text{ м} \quad (6.39)$$

Как видно из расчётов, рассчитанная отметка $\nabla\text{ФПУ}_p$ получилась равной 453,52 м, а заданная отметка $\nabla\text{ФПУ}$ равна 454 м. Рассчитанная отметка меньше заданной, принимаем заданную отметку для дальнейших расчётов

6.2.7 Построение профиля водосливной грани

Следует учитывать, что в данной таблице координаты приведены для значения $H = 1$ м уже умноженные на напор $H_{\text{ст}} = 9$ м.

В результате умножения были получены координаты, которые сведены таблицу 6.2 и построен оголовок на рисунке 6.6.

Таблица 6.2 – Координаты оголовка для построения

x	y	x	y	x	y	x	y
0	1,134	9	2,304	18	11,115	27	25,416
0,9	0,324	9,9	2,889	18,9	12,321	27,9	27,117
1,8	0,063	10,8	3,546	19,8	13,572	28,8	28,863
2,7	0	11,7	4,275	20,7	14,877	29,7	30,645
3,6	0,054	12,6	5,076	21,6	16,38	30,6	32,481
4,5	0,243	13,5	5,949	22,5	17,64	31,5	34,362
5,4	0,54	14,4	6,876	23,4	19,098	32,4	36,279
6,3	0,9	15,3	7,857	24,3	20,601	33,3	38,241
7,2	1,314	16,2	8,883	25,2	22,158	34,2	40,239
8,1	1,782	17,1	9,972	26,1	23,76	35,1	42,282
						36	44,442

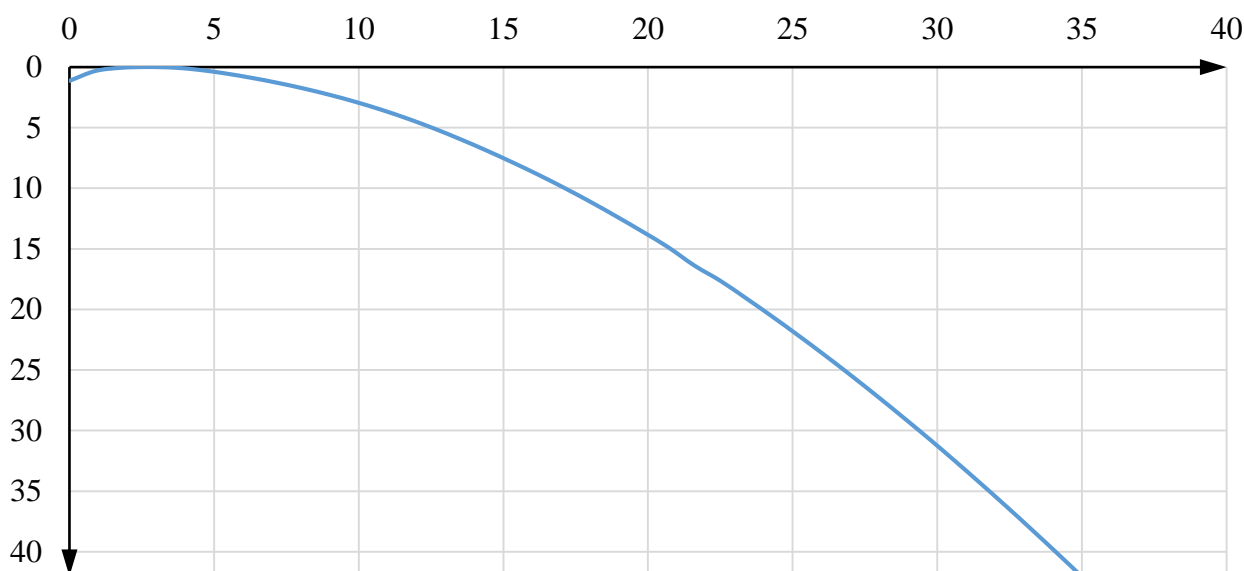


Рисунок 6.6 – Профиль водосливной грани

Сопряжение водосливной грани с поверхностью водобоя можно очертить по дуге С - D радиусом R. Величину этого радиуса назначают в зависимости от высоты плотины $rв = 53\text{м}$ и напора на водосливе $H_{ст} = 9\text{ м}$. Принимаем радиус сопряжения водосливной грани с поверхностью водобоя R равный 22м.

Отметку верха быка (гребня плотины) вычисляют по формуле (6.40):

$$\nabla_{ГБ} = \nabla_{ГВ} + 1,6 \cdot H_{ст} = 443 + 1,6 \cdot 9 = 457,4\text{ м} \quad (6.40)$$

6.3. Расчет сопряжения потока в НБ

Определяют тип сопряжения бьефов при донном режиме для прямоугольного русла.

Критическая глубина определяется формулой (6.41):

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{(B+(n-1) \cdot \delta_6)^2 \cdot g}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 780,77^2}{9,81 \cdot (14+3)^2}} = 6,18\text{ м} \quad (6.41)$$

Полная удельная энергия в сечении перед водосливом считается по формуле (6.45):

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНО} = 452,00 - 392,00 = 60\text{ м} \quad (6.42)$$

Вычисляем отношение $\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{60}{6,18} = 9,71\text{ м}$. В проекте можно принять, что плотины высотой менее 15 м имеют малую длину сливной грани; высотой от 15 до 40 м - среднюю длину сливной грани; а высотой свыше 40 м - большую длину сливной грани. Тогда коэффициент $\varphi=0,95$.

По графику М.Д. Черноусова в зависимости от коэффициента скорости φ и ξ_{T_0} 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 $\xi'_c = 0,26$ и $\xi''_c = 2,7$.

Вычисляем сопряжённые глубины по формулам (6.43 – 6.44):

$$h'_c = \varepsilon_c \cdot h_{кр} = 0,26 \cdot 6,18 = 1,60 \text{ м} \quad (6.43)$$

$$h''_c = \varepsilon''_c \cdot h_{кр} = 2,7 \cdot 6,18 = 16,69 \text{ м} \quad (6.44)$$

$$h''_c = 16,69 \text{ м} > h_{нб} = 1,6 \text{ м}, \text{ делаем вывод, что в НБ отогнанный прыжок.}$$

Так как в створе находится твёрдый гранит, и плотина имеет большую высоту (более 40 м), а так же выполняется условие $\frac{L_{пл}}{H_{пл}} > 3$ ($\frac{812}{67,4} = 12,04$). 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.

6.3.1 Расчет 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 носким 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 вычисляем по формуле 6.46:

$$L = k_a \cdot z_1 \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \left(1 + \left(\frac{z_0}{z_1} - 1 \right) \frac{1}{\varphi^2 \sin^2 \alpha} \right) \quad (6.46)$$

где α – угол схода струи с трамплина, в данном случае: $\alpha = 30^\circ$;
 φ – коэффициент скорости потока, принимаем: $\varphi = 0,9$;

$$z_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НБ} = 452,00 - 401,24 = 50,76 \text{ м}$$

$$z_1 = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{носка}} = 452,00 - 403,84 = 48,16 \text{ м}$$

$$\nabla_{\text{носка}} = \nabla_{\text{дна}} + a \quad (6.47)$$

$$a = h_{\text{НБ}} + (1..2) \text{ м} \quad (6.48)$$

$$a = 9,84 + 2 = 11,84 \text{ м}$$

$$\nabla_{\text{носка}} = 392 + 11,84 = 403,84 \text{ м}$$

$$Fr = \frac{v_H^2}{gh_H} \quad (6.48)$$

где v_H – скорость потока на носке;

$$v_H = \varphi \sqrt{2gz_1} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 48,16} = 27,66 \text{ м/с} \quad (6.49)$$

h_H – высота потока воды на носке

$$h_H = \frac{q_b}{v_H} = \frac{57,75}{27,66} = 2,09 \text{ м} \quad (6.50)$$

Таким образом число Фруда:

$$Fr = \frac{27,66^2}{9,81 \cdot 2,09} = 37,38 \quad (6.51)$$

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

Таким образом дальность отлёта струи вычисленная по формуле 6.46:

$$L = 0,9 \cdot 48,16 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \left(1 + \left(\frac{50,76}{48,16} - 1 \right) \frac{1}{0,9^2 \sin^2 30^\circ} \right) = 64,17 \text{ м}$$

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

$$L > 0,4z_0 \quad (6.52)$$

$$64,17 > 0,4 \cdot 50,76$$

$$64,17 > 20,30$$

Как видно условие 6.52 выполняется, а значит отметка уступа (носка) выбрана правильно.

Глубина ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = t - h_{\text{НБ}} \quad (6.53)$$

где $h_{\text{НБ}}$ – уровень воды в нижнем бьефе при основном расходе $Q_{1\%}$, $h_{\text{НБ}} = 9,24$ м;
 t – определяется по следующей формуле:

$$t = (0,1 + 0,45 - \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_{\text{Н}} \quad (6.54)$$

где Fr – расчётное число Фрудо, $Fr = 37,37$;

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

$h_{\text{Н}}$ – высота потока воды на носке, $h_{\text{Н}} = 2,09$ м

$$t = (0,1 + 0,45 - \sqrt[4]{37,37}) \cdot \sqrt{37,37} \cdot \sqrt[4]{\frac{9,24}{1}} \cdot 2,09 = 26,98 \quad (6.55)$$

Таким образом глубина ямы размыва:

$$h_{\text{раз}} = 26,98 - 9,24 = 17,74 \text{ м}$$

Расстояние от плотины до центра ямы размыва:

$$L_1 = L + \frac{t}{\text{tg } \alpha_1} \quad (6.56)$$

где α_1 – угол входа струи в воду;

$$\text{tg } \alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 \alpha \frac{2g(0,5h_{\text{Н}} \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{НБ}})}{v_{\text{Н}}^2 \cdot \cos^2 \alpha}} \quad (6.57)$$

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

$v_{\text{Н}}$ – скорость потока на носке, $v_{\text{Н}} = 27,66$ м/с ;

$h_{\text{Н}}$ – высота потока воды на носке, $h_{\text{Н}} = 2,09$ м;

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

Таким образом получим:

$$\text{tg } \alpha_1 = \sqrt{\text{tg}^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 2,09 \cdot \cos 30^\circ + 11,84 - 9,24)}{27,66^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,67$$

Расстояние до центра ямы размыва вычисленное по формуле 6.56:

$$L_1 = 64,17 + \frac{26,98}{0,67} = 104,44 \text{ м}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения:

$$b_p = 2,5h_{кр} + 3,7h_{раз} = 2,5 \cdot 6,18 + 3,7 \cdot 17,74 = 81,01 \text{ м} \quad (6.58)$$

Длина ямы размыва по дну примерно равна:

$$b_{p \text{ дно}} = 2,5h_{кр} = 2,5 \cdot 6,18 = 15,45 \text{ м} \quad (6.59)$$

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

6.4 Конструирование бетонной плотины

6.4.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, представленный на рисунке и имеющий минимальную ширину понизу.

Профиль должен удовлетворять двум условиям:

- Отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- Устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

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:

$$\nabla_{под} = \nabla_{дна} - (d + \delta_v + (2 \div 3)) \quad (6.60)$$

где d – глубина колодца;

δ_v – 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:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - 2 = 392,00 - 2 = 390,00 \quad (6.61)$$

Высота плотины:

$$h_{\text{пл}} = \nabla_{\text{нпу}} - \nabla_{\text{под}} = 452,00 - 390,00 = 62,0 \text{ м.} \quad (6.62)$$

Таким образом, ширина подошвы плотины равна:

$$B_{\text{под}} = 0,742 \cdot h_{\text{пл}} = 0,742 \cdot 62,0 = 46 \text{ м.} \quad (6.63)$$

6.4.2 Быки

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

Головная часть быка имеет обтекаемую форму в плане.

Принимаются быки округлой формы, ширина и длина паза для ремонтного затвора 0,5 м, ширина и глубина паза рабочего затвора принимается 0,7 м.

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

6.4.3 Устои

Устои плотин предназначены для защиты, примыкающей к водосливу земляной плотины или берега от размыва водой, сбрасываемой через водослив, для обеспечения плавного подхода потока к водосливу и плавного его растекания в нижнем бьефе, для предотвращения опасного действия фильтрации в зоне примыкания водосливной плотины к берегу.

В проекте Владимирской ГЭС предусмотрено устройство двух типов устоев:

– Сопрягающие устои: один для сопряжения бетонной водосливной плотины с грунтовой плотиной и второй для сопряжения стационарной части плотины с грунтовой плотиной.

– Раздельный устой – для отделения бетонной водосливной плотины от стационарной части плотины и грунтовой плотины от водосливной.

6.4.4 Галереи в теле плотины

В теле плотины предусмотрены продольные и поперечные галереи.

На отметке $\nabla=393,00$ м располагаются дренажная и цементационная галерея $3,0 \cdot 3,5$ м соответственно.

Смотровые галереи на отметке $\nabla=409,44$ м и $\nabla=427,23$ м, предусмотрены для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций имеют размер 2,0·2,5 м.

6.4.5 Галереи в теле 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 так же до верховой грани продольной галереи назначаем при соблюдении условия:

$$a_{др} \geq \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр,м}} \quad (6.64)$$

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:

$$H_d = \nabla_{НПУ} - \nabla_{УНБ_{сп}} = 452,0 - 392,36 = 59,64 \text{ м} \quad (6.65)$$

Таким образом условие принимает вид:

$$a_{др} \geq \frac{59,64 \cdot 1,2}{25}$$

$$a_{др} \geq 2,86$$

Принимаем $a_{др} = 3$

6.4.6 Элементы подземного контура плотины

В основании плотины, проектируемой на скале, устраивается цементационная завеса

Глубина цементационной завесы:

$$h_{зав} = 0,5 \cdot H_d = 0,5 \cdot 59,64 = 29,82 \text{ м} \quad (6.66)$$

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 29,82 = 14,91 \text{ м} \quad (6.67)$$

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H \cdot \gamma_n}{J_{кр}} \quad (6.68)$$

Где $J_{кр}$ – критический градиент напора в завесе, предварительно выбирается $J_{кр} = 15$;

ΔH – напор на завесу, считается по формуле:

$$\Delta H = H_d - H_{ас} \quad (6.69)$$

Где $H_{ас}$ – потери напора на цем. Завесе

$$H_{ас} = 0,4H_d = 0,4 \cdot 59,64 = 23,86 \text{ м} \quad (6.70)$$

$H_{ад}$ – потери напора на дренаже

$$H_{ад} = 0,15H_d = 0,15 \cdot 59,64 = 8,95 \text{ м} \quad (6.71)$$

Таким образом:

$$\Delta H = H_d - H_{ас} = 59,64 - 23,86 = 35,78 \text{ м} \quad (6.72)$$

$$\delta_{зав} = \frac{35,78 \cdot 1,2}{15} = 2,86 \quad (6.73)$$

Так как обычно ряд цементационных скважин обеспечивает толщину завесы примерно 3 м, то применяется однорядная завеса шириной 3 м.

Расстояние от напорной грани до оси цементной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1)B_{под} = (2,4 \div 4,8) \quad (6.74)$$

Принимаем $l_1 = 4 \text{ м}$

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа, принимаем:

$$l_2 = 8 \text{ м}$$

6.5 Определение основных нагрузок на плотину

6.5.1 Вес сооружения и затворов

Вес водосливной части плотины определим по формуле (6.75):

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{Б}}}{b + \delta_{\text{Б}}} = \frac{1466,71 \cdot 7 \cdot 9,81 \cdot 2,4}{7 + 3} = 24172 \text{ кН/м}; \quad (6.75)$$

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 по формуле (6.76):

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{Б}} \cdot \rho_{\text{Б}} \cdot g}{b + \delta_{\text{Б}}} = \frac{1981,29 \cdot 3 \cdot 2,4 \cdot 9,81}{7 + 3} = 15743,52 \text{ кН/м}; \quad (6.76)$$

Вес плоского затвора определим по формуле (6.77) А.Р. Березинского:

$$Q_3 \approx 0,055 f \sqrt{fg} = 0,055 \cdot 73,5 \cdot \sqrt{73,5} \cdot 9,81 = 339,99 \text{ кН} \quad (6.77)$$

где f – площадь затвора, найденная по формуле (6.67):

$$f = (\nabla \Phi \text{ПУ} - \nabla \Gamma \text{В} + 0,5) \cdot b = (453 - 443 + 0,5) \cdot 7 = 73,5 \text{ м}^2 \quad (6.78)$$

Вес плоского затвора на 1 п.м. длины секции определим по формуле (6.79):

$$q_3 = \frac{Q_3}{b + \delta_{\text{Б}}} = \frac{339,99}{7 + 3} = 33,99 \text{ кН/м} \quad (6.79)$$

6.5.2 Сила гидростатического давления

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:

– с верхнего бьефа по формуле (6.69):

$$T_{\text{В}} = \frac{\rho_w g h_1^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 62^2}{2} = 18854,82 \text{ кН/м} \quad (6.80)$$

где $h_1 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{подошвы} = 452 - 390 = 62 \text{ м}$.

– с нижнего бьефа по формуле (6.70):

$$T_H = \frac{\rho_w g h_2^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 5,91^2}{2} = 171,55 \text{ кН/м} \quad (6.81)$$

где $h_2 = \nabla \text{НБс. п.} - \nabla \text{подошвы} = 392,36 - 390,00 = 2,36 \text{ м}$

6.5.3 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника с высотой от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы (при основном сочетании нагрузок и воздействий) и длиной – ширина подошвы плотины (принято $B = 46 \text{ м}$).

Сила взвешивающего давления для основного сочетания нагрузок и воздействий определим по формуле (6.82):

$$W_{\text{взв}} = S_{\text{эп}} \rho_w g = 110,92 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 1088,12 \text{ кН/м}, \quad (6.82)$$

где $S_{\text{эп}} = 110,92 \text{ м}^2$ – площадь эпюры взвешивающего давления для рассматриваемого расчетного случая.

6.5.4 Сила фильтрационного давления

Силу фильтрационного давления определим по формуле (6.83):

$$W_{\text{ф}} = S_{\text{эп}} \cdot \rho_w \cdot g = 459,34 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 4506,13 \text{ кН/м} \quad (6.83)$$

где $S_{\text{эп}} = 459,34 \text{ м}^2$ - площадь эпюры фильтрационного давления, действующего на подошву плотины.

6.5.5 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань определим по формуле (6.84):

$$p_H = \gamma_H^{\text{взв}} \cdot h_H \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{\varphi_H}{2} \right) = 10 \cdot 2 \cdot \text{tg}^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 9,8 \text{ кН/м}^3 \quad (6.84)$$

где h_H - толщина слоя наносов, принимаем равной 2 м;

φ_H – угол внутреннего трения наносов, $\varphi_H = 20^\circ$;

$\gamma_H^{\text{взв}}$ - удельный вес наносов во взвешенном состоянии, принимается равным:

$$\gamma_H^{\text{взв}} = 10 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3};$$

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м. определим по формуле (6.75):

$$E_H = \frac{P_H \cdot h_H}{2} = \frac{9,8 \cdot 2}{2} = 9,8 \text{ кН} \quad (6.85)$$

Активное давление грунта основания со стороны ВБ определим по формуле (6.76):

$$P'_{гр} = \gamma_H^{B3B} \cdot h_H \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.86)$$

где $\varphi_{гр} = 42,5^\circ$, для гранита.
 $c = 20$ кПа.

$$P'_{гр} = 10 \cdot 2 \cdot tg^2 \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) - 2 \cdot 42,5 \cdot tg \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) = -37,76 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

В точке на каждой границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$ где действуют вес наносов и грунта, активное давление определим по формуле (6.77):

$$P''_{гр} = (\gamma_H^{B3B} \cdot h_H + \gamma_{гр}^{B3B} \cdot h_{гр}) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) - 2 \cdot c \cdot tg \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.87)$$

Удельный вес взвешенного грунта определим по формуле (6.78):

$$\gamma_{гр}^{B3B} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \gamma_w = 29 - (1 - 0,3) \cdot 9,81 = 22,13 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3} \quad (6.88)$$

где $\gamma_{гр}$ – удельный вес грунта основания, $\gamma_{гр} = 29 \frac{\text{кН}}{\text{м}^3}$;

n_0 – пористость сухого грунта, $n_0 = 0,3$;

$h_{гр}$ – толщина слоя грунта, $h_{гр} = 1$ м;

$\varphi_{гр}$ – угол внутреннего трения грунта, $\varphi_{гр} = 36,5^\circ$;

γ_w – удельный вес воды.

Таким образом:

$$\begin{aligned} P''_{гр} &= (10 \cdot 2 + 22,13 \cdot 1) \cdot tg^2 \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) - 2 \cdot 42,5 \cdot tg \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) \\ &= -32,14 \end{aligned}$$

Равнодействующая активного давления грунта на погонный метр равна по формуле (6.79):

$$E_a = \frac{P'_{гр} + P''_{гр}}{2} h_{гр} = \left(\frac{-37,76 - 32,14}{2} \right) \cdot 2 = -69,9 \text{ кН} \quad (6.89)$$

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

Рассчитаем пассивное давление со стороны НБ по формуле (6.80):

$$P'_{гр} = \gamma_{бет}^{взв} \cdot h_{пл} \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \quad (6.90)$$

$$P'_{гр} = 22,13 \cdot 2 \cdot \operatorname{tg}^2 \left(45 + \frac{36,5}{2} \right) + 2 \cdot 42,5 \cdot \operatorname{tg} \left(45 - \frac{36,5}{2} \right) = 342,85 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

Равнодействующая пассивного давления грунта на погонный метр:

$$E_{пн} = S_{эп} = \frac{p_{п.гр}'' \cdot h_{гр}}{2} = \frac{342,85 \cdot 2}{2} = 342,85 \text{ кН}$$

6.5.6 Расчет волнового давления

Равнодействующая волнового давления при основном и особом сочетании нагрузок и воздействий может быть определена по формуле (6.82) А.Л. Можевитинова.

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_w g \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) \quad (6.91)$$

где $\bar{\lambda}_d$ – средняя длина волны, $\bar{\lambda}_d = 28,96 \text{ м}$;

$h_{1\%}$ – высота волны 1% обеспеченности $h_{1\%} = 2,58 \text{ м}$;

h_0 – средняя высота волны, считается по формуле (6.83):

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}_d} = \frac{\pi \cdot 2,58^2}{28,96} = 0,72 \text{ м} \quad (6.92)$$

Таким образом:

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \gamma_w \cdot h_{1\%} \cdot \left(\frac{\bar{\lambda}_d}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 9,81 \cdot 2,58 \cdot \left(\frac{28,96}{\pi} + \frac{0,72}{2} \right) = 121,21 \text{ кН}$$

Плечо силы $W_{волн}$ относительно уровня покоя верхнего бьефа определим по формуле (6.84):

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}_d}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot h_{1\%} = \frac{28,96}{2 \cdot \pi} - \frac{3}{8} \cdot 2,58 = 4,23 \text{ м} \quad (6.93)$$

Эпюру волнового давления можно представить в виде треугольника, основание которого параллельно верховой грани плотины, одна вершина треугольника, лежащая на основании, расположена не выше $1,1h_{1\%}$ над УВБ, а другая не ниже $8h_{1\%}$ УВБ.

6.6 Оценка прочности плотины

Обеспечение надежности системы «сооружение-основание» должно обосновываться результатами расчетов по методу предельных состояний их прочности, устойчивости, деформаций и смещений.

Расчеты необходимо производить по двум группам предельных состояний: по первой группе - потеря несущей способности и (или) полная непригодность сооружений, их конструкций и оснований к эксплуатации;

по второй группе - непригодность к нормальной эксплуатации, проводят расчеты местной прочности оснований и сооружений, перемещений и деформаций, образования или раскрытия трещин и строительных швов и др.

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

В проекте достаточно выполнить расчеты по первой группе предельных состояний для оценки общей прочности и устойчивости бетонной плотины, а также общей фильтрационной прочности основания и грунтовой плотины.

Для удобства расчетов составляется таблица 6.4, в которую внесены все нагрузки.

Точки приложения равнодействующих сил рассчитаны с помощью программы AutoCAD.

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузки	γ_f	Направление силы	Сила γ_f , кН	Плечо, м	Момент, кН·м
Tв	1	→	18854,82	20,66	389540,58
Tн	1	←	27,32	0,79	21,58
Gб	0,95	↓	15743,53	8,76	-137913,31
E _{пасс}	1	←	342,85	0,67	-229,7095
E _н	1,2	→	11,76	2,67	31,4
Gпл	0,95	↓	22963,4	7,21	-165566,11
W _{взв}	1	↑	1088,12	0	0
W _ф	1	↑	4506,13	12,84	57858,71
W _{волн}	1	→	121,21	56,03	6791,39
q _з	0,9	↓	30,51	19,5	-594,95

Найдем сумму сил, действующих в вертикальном направлении по формуле (6.85):

$$\sum N = G_{\text{б}} + G_{\text{пл}} - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + q_{\text{з}} \quad (6.94)$$

$$\sum N = 5743,53 + 22963,4 - 1088,12 - 4506,13 + 30,51 = 33143,19 \text{ кН}$$

Сумма моментов вычисляется с учетом знаков:

$$\sum M = 149939,59 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

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

Для верховой грани найдем по формулам (6.86 – 6.90):

$$\sigma_y^u = -\frac{\sum N}{B} + \frac{6\sum M}{B^2} = -\frac{33143,19}{46} + \frac{6 \cdot 149939,59}{46^2} = -295,34 \text{ кПа} \quad (6.95)$$

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

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

$B = 46$ м – ширина подошвы плотины.

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_B \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -295,34 \cdot 0^2 - 9,81 \cdot 62 \cdot (1 - 0^2) = -608,22 \text{ кН/м}^2 \quad (6.96)$$

где H_d^u – напор над расчетным сечением со стороны верхнего бьефа, 62 м;

$m_u = \text{ctg}\alpha$ – заложение верховой грани на уровне расчетного сечения,

0;

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_B \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0 \text{ кПа} \quad (6.97)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_B \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -295,34 \cdot (1 + 0^2) + 9,81 \cdot 62 \cdot 0^2 = -295,34 \text{ кПа} \quad (6.98)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_B \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 62 = -608,22 \text{ кПа} \quad (6.99)$$

Для низовой грани найдем по формулам (6.91 – 6.94):

$$\sigma_y^t = -\frac{33143,19}{46} - \frac{6 \cdot 149939,59}{46^2} = -1145,66 \text{ кПа} \quad (6.100)$$

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

где H_d^t – напор над расчетным сечением со стороны нижнего бьефа, 2,36;

$m_t = 0,754$ – заложение низовой грани на уровне расчетного сечения.

$$\sigma_x^t = -1145,66 \cdot 0,754^2 - 9,81 \cdot 2,36 \cdot (1 - 0,754) = -656,95 \text{ кПа}$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_B \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t - (9,81 \cdot 2,36 + (-1145,66)) \cdot 0,754 = 846,37 \text{ кПа}$$

$$\sigma_1^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_B \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \quad (6.102)$$

$$\sigma_1^t = -1145,66 \cdot (1 + 0,754^2) + 9,81 \cdot 2,36 \cdot 0,754^2 = -1783,82 \text{ кПа}$$

$$\sigma_3^t = -\gamma_B \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 2,36 = -23,15 \text{ кПа} \quad (6.103)$$

Сведем значения краевых напряжений в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – Краевые напряжения

Напряжение	σ_y	σ_x	τ_{xy}	σ_1	σ_3
Верховая грань	-295,34	-608,22	0	-608,22	-295,34
Низовая грань	-1145,66	-656,95	846,37	-1783,82	-23,15

6.6.1 Критерии прочности плотины и ее основания

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

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^t| \leq \gamma_c \cdot R_b \quad (6.104)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчетного случая $\gamma_{lc} = 1$;

γ_c – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_c = 0,95$;

R_b – расчетное сопротивление бетона сжатию, определяемое по формуле (6.96).

$$R_b \geq \frac{\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3^t|}{\gamma_c} \quad (6.105)$$

$$R_b \geq \frac{1,2 \cdot 1 \cdot |-1783,82|}{0,95} = 2253,24 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}$$

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

2) На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений, что показано в формуле (6.97):

$$\sigma_y^u < 0 \quad (6.106)$$

$$-295,34 \text{ кН/м}^2 < 0$$

3) В зоне верховой грани плотины условие записывается формулой (6.107):

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_B \cdot H_d^u \quad (6.108)$$

$$295,34 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \geq 0,25 \cdot 9,81 \cdot 62 = 152,06 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиям прочности.

6.6.2 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.

Плотина будет устойчива, если выполняется условие, записанное в формуле (6.107):

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{1c}} \geq \gamma_n \quad (6.109)$$

$$R = (G_{\text{пл}} + G_6 + g_3 - W_{\phi} - W_{\text{взв}}) \cdot tg\varphi + E_{\text{пас}} \cdot \gamma'_c + c \cdot B_{\text{п}} \quad (6.110)$$

где γ'_c – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта принимается 0,7.

$$R = (22963,4 + 15743,53 + 30,51 - 1088,12 - 4506,13) \cdot tg36,5^\circ + 342,85 \cdot 0,7 + 42,5 \cdot 46 = 26719,42 \text{ кН/м}$$

где φ – тангенс угла внутреннего трения для грунта основания;

$c = 42,5 \text{ кН/м}^2$ – сцепление грунта основания;

По формуле (6.109) рассчитаем сумму сил, действующих в горизонтальном направлении:

$$F = T_B - T_H + W_{\text{волн}} + E_H - E_{\text{пасс}} \quad (6.111)$$

$$F = 18854,82 - 27,32 + 121,21 + 11,76 - 342,85 = 18617,62 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Тогда условие на сдвиг:

$$\frac{26719,42 \cdot 0,95}{18617,62 \cdot 1} \geq 1,2$$

$$1,36 \geq 1,2$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости, соответственно плотина устойчива.

7 Пожарная безопасность. Охрана труда. Охрана окружающей среды

7.1 Пожарная безопасность

Требования к пожарной безопасности устанавливают основные требования на действующих энергетических предприятиях и являются обязательными для всех инженерно-технических работников (ИТР), рабочих и служащих электростанций, электрических и тепловых сетей, а также ремонтных, наладочных, строительных, монтажных и других организаций, выполняющих эксплуатацию, ремонт (реконструкцию), наладку и испытание технологического оборудования основных производств и вспомогательных сооружений этих энергетических предприятий. Гидроэлектростанции должны быть оборудованы системой пожарной безопасности, направленной на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара.

Руководитель энергетического предприятия обязан:

- организовать изучение и выполнение правил пожарной безопасности всеми работниками гидроэлектростанций;
- обеспечить разработку и выполнение мероприятий, направленных на повышение пожарной безопасности;
- установить противопожарный режим на территории, в производственных, административных и вспомогательных помещениях, соответствующий их пожарной опасности;
- установить порядок регулярной проверки состояния пожарной безопасности ГЭС.
- назначить ответственных лиц за пожарную безопасность по каждому производственному участку и помещению;
- о каждом пожаре сообщать в местные органы пожарной безопасности, назначать комиссию для установления причин пожара и разработки противопожарных мероприятий и т.д.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных производственных и вспомогательных помещений (сооружений) и размещенных в них оборудования и устройств возлагается на руководителей структурных подразделений или на специально назначенных должностных лиц.

Руководители структурных подразделений ответственные за пожарную безопасность, обязаны:

- обеспечить на своих участках соблюдение установленного противопожарного режима и выполнение мероприятий, повышающих пожарную безопасность;
- обеспечить исправность технологического оборудования, немедленно принимать меры к устранению неисправностей, которые могут привести к пожару;
- организовать пожарно-техническую подготовку подчиненного персонала и требовать от него соблюдения противопожарного режима и выполнения установленных требований пожарной безопасности;

- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ персоналом подразделений и подрядными организациями;

- установить порядок и ответственность за содержание в исправном состоянии и постоянной готовности к действию имеющихся на участке средств обнаружения и тушения пожара.

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

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

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

- пожарно – технический минимум
- вводный инструктаж по пожарной безопасности;
- регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;
- специальная подготовка;
- проведение противопожарных тренировок;
- повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;
- изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

В инструкции по эксплуатации оборудования, зданий и сооружений систем управления, защиты, телемеханики, связи и комплекса технических средств АСУ должны включаться отдельным разделом конкретные требования по пожарной безопасности и обязанности персонала при возникновении пожара.

План пожаротушения разрабатывается работниками пожарной охраны МВД совместно с администрацией энергетического объекта и утверждается начальником гарнизона пожарной охраны и первым руководителем энергетического предприятия.

На мазутное хозяйство и другие виды складов жидкого топлива план пожаротушения составляется отдельно. План пожаротушения должен

составляться в соответствии с требованиями «Методических указаний по составлению оперативных планов и карточек тушения пожаров на энергетических предприятиях».

Территория энергетического предприятия должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов.

Запрещается загромождать материалами и оборудованием проезды вокруг зданий и дороги.

Вся территория энергетического предприятия должна иметь капитальное ограждение и оборудованные контрольно-пропускные пункты, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами.

Все проездные дороги должны содержаться в исправном состоянии. Подъезды к пожарным гидрантам, к водоемам и другим источникам водоснабжения (пруды, градирни, каналы и т.п.), оборудованные специальными площадками (пирсами), должны быть постоянно свободными, а в зимнее время очищаться от снега и наледи.

На территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и поясняющие надписи, не допускающие остановки автотранспорта, других механизмов и оборудования в местах сужения проездных дорог, под арками и в местах расстановки пожарной техники по оперативному плану пожаротушения.

Закрытие отдельных проездов и участков, дорог на ремонт или по другим причинам может быть произведено после согласования с объектовой пожарной охраной и устройства временных объездов или переездов через ремонтируемые участки. В этих случаях на весь период ремонта в необходимых местах должны быть установлены дорожные знаки и указатели маршрута следования.

Места ремонта дорог или пути объезда должны иметь дополнительное освещение.

При производстве строительного-монтажных работ или реконструкции сооружений действующего энергетического предприятия размещение на его территории инвентарных зданий, других временных сооружений и бытовых вагончиков, как правило, не допускается. В исключительных случаях, при невозможности размещения указанных зданий и вагончиков за территорией энергопредприятия или предоставления других бытовых помещений, допускается их установка на территории предприятия по согласованию с предприятием объектовой пожарной охраной. В этих случаях установка временных инвентарных зданий и бытовых вагончиков допускается не ближе 30 м от производственных и складских зданий.

Размещение бытовых вагончиков должно быть в виде групп, не более 10 вагончиков в каждой. После завершения всех работ вагончики должны быть убраны с территории предприятия в кратчайшие сроки.

Запрещается размещение бытовых вагончиков внутри зданий.

На территории электростанций и подстанций следует регулярно скашивать и вывозить траву.

Запрещается хранение высушенной травы на территории энергопредприятия и на прилегающей площадке (на расстоянии ближе 100 м).

Сжигание мусора и отходов на территории энергопредприятия необходимо производить в специальных устройствах (печах).

Запрещается разведение костров для этой цели.

Проезды внутри объектовых железнодорожных путей должны быть свободными для проезда пожарных автомобилей и иметь сплошные настилы на уровне головок рельсов.

Запрещается стоянка железнодорожных вагонов без локомотива на переездах дорог территории энергопредприятий.

7.1.1 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидротурбины;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультные, подщитовые помещения.

Силовые трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, тушение трансформаторов мощностью более 63 МВА осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой пожарного обнаружения и оповещения, с помощью которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

7.1.2 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках

1. На двери помещения аккумуляторной должны быть нанесены надписи: "Аккумуляторная", "Огнеопасно", "Курить запрещено" или вывешены соответствующие знаки. На дверях должен быть установлен предупреждающий знак «Осторожно электрическое напряжение».

2. При замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки в основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

3. В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

4. полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

5. При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке.

Запрещаются фланцевые соединения и установка вентиляей.

6. Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

7. В аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части. Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отса или из самой верхней части потолка.

8. При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

9. Работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

10. Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих однодневную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и сгораемые материалы.

7.2 Охрана труда

Охрана труда - система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

Охрана труда при осмотре электроустановок

Работники, не обслуживающие электроустановки, могут допускаться для осмотра в электроустановки в сопровождении оперативного персонала,

обслуживающего данную электроустановку, имеющего группу IV по электробезопасности - в электроустановках напряжением выше 1000 В, и имеющего группу III по электробезопасности - в электроустановках напряжением до 1000 В, либо работника, имеющего право единоличного осмотра.

Сопровождающий работник должен осуществлять контроль за безопасностью работников, допущенных в электроустановки, и предупреждать их о запрещении приближаться к токоведущим частям.

Сопровождающий работник должен осуществлять контроль за безопасностью работников, допущенных в электроустановки, и предупреждать их о запрещении приближаться к токоведущим частям.

При осмотре электроустановок разрешается открывать двери щитов, сборок, пультов управления и других устройств.

При осмотре электроустановок напряжением выше 1000 В не допускается входить в помещения, камеры, не оборудованные ограждениями или барьерами, препятствующими приближению к токоведущим частям на расстояния менее указанных в таблице N 1, предусмотренной пунктом 3.3 Правил (далее - таблица N 1). Не допускается проникать за ограждения и барьеры электроустановок.

Не допускается выполнение какой-либо работы во время осмотра.

При замыкании на землю в электроустановках напряжением 3 - 35 кВ приближаться к месту замыкания на расстояние менее 4 м в закрытом распределительном устройстве (далее - ЗРУ) и менее 8 м в открытом распределительном устройстве (далее - ОРУ) и на ВЛ допускается только для оперативных переключений с целью ликвидации замыкания и освобождения людей, попавших под напряжение. При этом следует пользоваться электрозачитными средствами.

При несчастных случаях для освобождения пострадавшего от действия электрического тока напряжение должно быть снято немедленно без предварительного разрешения оперативного персонала.

Отключать и включать электрические аппараты, предназначенные для коммутации электрической цепи и снятия напряжения с части электроустановки (выключатель, выключатель нагрузки, отделитель, разъединитель, автомат, рубильник, пакетный выключатель, предохранитель) (далее - коммутационные аппараты) и заземлители (заземляющие разъединители, заземляющие ножи) напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках и применении средств защиты лица от воздействия электрической дуги.

Снимать и устанавливать предохранители следует при снятом напряжении.

Допускается снимать и устанавливать предохранители, находящиеся под напряжением, но без нагрузки.

Под напряжением и под нагрузкой допускается заменять:

– предохранители в цепях управления, электроавтоматики, блокировки, измерения, релейной защиты, контроля и сигнализации (далее - вторичные соединения или цепи);

– предохранители трансформаторов напряжения;

– предохранители пробочного типа.

При снятии и установке предохранителей под напряжением необходимо пользоваться:

– в электроустановках напряжением выше 1000 В - изолирующими клещами (штангой) с применением диэлектрических перчаток и средств защиты лица, глаз от механических воздействий и термических рисков электрической дуги;

– в электроустановках напряжением до 1000 В - изолирующими клещами, диэлектрическими перчатками и средствами защиты лица, глаз от механических воздействий и термических рисков электрической дуги.

Охрана труда при эксплуатации электроустановок:

Работы в действующих электроустановках должны проводиться:

– по заданию на производство работы, определяющему содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы (далее - наряд-допуск);

– по распоряжению;

– на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом-допуском, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Выполнение работ в месте проведения работ по другому наряду-допуску должно согласовываться с работником, выдавшим первый наряд.

Наличие у работника определённой группы по электробезопасности является необходимым условием, позволяющим ему получить допуск к самостоятельному обслуживанию действующих электроустановок. Это требование относится также и ко всем лицам неэлектротехнического персонала, работающим в электроустановках и не попадающего под определение «электротехнический» или «электротехнологический».

Электротехнический персонал предприятия или организации подразделяется на следующие категории:

– административно-технический;

– ремонтный;

– оперативный;

– оперативно-ремонтный;

– электротехнологический персонал производственных подразделений.

К административно-техническому персоналу относят обычно специалистов и руководителей, отвечающих за организацию оперативного и

технического обслуживания, проведение монтажных, ремонтных и наладочных работ в действующих электроустановках.

Оперативный персонал необходим для проведения оперативного обслуживания действующих электроустановок (проведение оперативных переключений, осмотров, подготовку места работы, допуск к работам и надзор во время проведения работ на них).

Ремонтный персонал осуществляет техническое обслуживание и различные виды ремонта электрооборудования, а также проводит его монтаж, наладку и испытание.

К оперативно-ремонтному персоналу относятся специалисты, прошедшие курс специального обучения по обслуживанию закрепленного за ними электрооборудования.

К категории электротехнологического персонала относятся работники, участвующие в технологических процессах, главной составляющей которых является электрическая энергия (электролиз, электросварка, электродуговые печи и т.п.).

Представителям электротехнического персонала каждой из перечисленных категорий после прохождения медицинского освидетельствования, курса специального обучения и сдачи экзаменов по проверке знаний, присваивается группа по электробезопасности. Номер присваиваемой группы (от II до V) зависит от стажа работы по специальности, полученного образования, теоретических знаний и практических навыков.

Работниками, ответственными за безопасное ведение работ в электроустановках, являются:

- выдающий наряд-допуск, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск с учетом требований пункта 5.14 Правил;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- члены бригады.

Работник, выдающий наряд-допуск, отдающий распоряжение, определяет необходимость и возможность безопасного выполнения работы. Он является ответственным за достаточность и правильность указанных в наряде-допуске (распоряжении) мер безопасности; за качественный и количественный состав бригады и назначение ответственных за безопасное выполнение работ; за соответствие групп по электробезопасности работников, указанных в наряде-допуске, выполняемой работе; за проведение целевого инструктажа ответственному руководителю работ (производителю работ, наблюдающему).

Работник, выдающий разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск, является ответственным за:

– за выдачу команд по отключению и заземлению линий электропередачи (далее - ЛЭП) и оборудования, находящихся в его технологическом управлении, и получение подтверждения их выполнения, а также за самостоятельные действия по отключению и заземлению ЛЭП и оборудования, находящихся в его технологическом управлении;

– за соответствие и достаточность предусмотренных нарядом-допуском (распоряжением) мер по отключению и заземлению оборудования с учетом фактической схемы электроустановок;

– за координацию времени и места работ допущенных бригад (группа из двух человек и более), в том числе за учет бригад, а также за получение информации от всех допущенных к работам в электроустановке бригад (допускающих) о полном окончании работ и возможности включения электроустановки в работу.

Ответственный руководитель работ является ответственным за выполнение указанных в наряде-допуске мероприятий по подготовке рабочего места и их достаточность, за принимаемые им дополнительные меры безопасности, необходимые по условиям выполнения работ, за полноту и качество целевого инструктажа бригады, в том числе проводимого допускающим и производителем работ, а также за организацию безопасного ведения работ.

Работник из числа электротехнического персонала, производящий подготовку рабочих мест и (или) оценку достаточности принятых мер по их подготовке, инструктирующий членов бригады и осуществляющий допуск к работе (далее - допускающий), является ответственным за правильность и достаточность принятых им мер безопасности по подготовке рабочих мест и соответствие их мероприятиям, указанным в наряде-допуске или распоряжении, характеру и месту работы, за правильный допуск к работе, а также за полноту и качество проводимого им целевого инструктажа.

Допускающие должны назначаться из числа оперативного персонала, за исключением допуска на ВЛ, КЛ, КВЛ при соблюдении условий, перечисленных в пункте 5.13 Правил. В электроустановках напряжением выше 1000 В допускающий должен иметь группу IV по электробезопасности, а в электроустановках до 1000 В - группу III по электробезопасности.

Производитель работ отвечает:

– за соответствие подготовленного рабочего места мероприятиям, необходимым при подготовке рабочих мест и отдельным указаниям наряда-допуска;

– за четкость и полноту целевого инструктажа членов бригады;

– за наличие, исправность и правильное применение необходимых средств защиты, инструмента, инвентаря и приспособлений;

– за сохранность на рабочем месте ограждений, плакатов (знаков безопасности), предназначенных для предупреждения человека о возможной опасности, запрещении или предписании определенных действий, а также для информации о расположении объектов, использование которых связано с

исключением или снижением последствий воздействия опасных и (или) вредных производственных факторов (далее - плакаты, знаки безопасности), заземлений, запирающих устройств;

– за безопасное проведение работы и соблюдение Правил им самим и членами бригады;

– за осуществление постоянного контроля за членами бригады.

Работник из числа электротехнического персонала, осуществляющий надзор за бригадами, не имеющими права самостоятельного производства работ в электроустановках (далее - наблюдающий), отвечает:

1. за соответствие подготовленного рабочего места мероприятиям, необходимым при подготовке рабочих мест и отдельным указаниям наряда-допуска;

2. за четкость и полноту целевого инструктажа членов бригады;

3. за наличие и сохранность установленных на рабочем месте заземлений, ограждений, плакатов и знаков безопасности, запирающих устройств приводов;

4. за безопасность членов бригады в отношении поражения электрическим током электроустановки.

Наблюдающим назначается работник, имеющий группу не ниже III по электробезопасности.

Член бригады является ответственным за соблюдение требований настоящих Правил, инструкций по охране труда и инструктивных указаний, полученных при допуске к работе и во время работы.

7.3 Охрана окружающей среды

7.3.1 Общие сведения о районе строительства

Владимирский гидроузел расположен в Амурской области на реке Ток
Ток — река в Зейском районе Амурской области России, правый приток Зеи. Исток — на северных склонах хребта Таага. В верхнем течении характерна многолетними наледями. Минимальный зафиксированный расход-4.89 куб.м/с.Максимальный зафиксированный расход-1250 куб.м/с.Питание реки в основном дождевое. Качество воды – питьевая.

Длина реки — 251 км, площадь её водосборного бассейна — 6420 км², средняя глубина – 6 м, средний расход воды в реке – 123 куб.м/с. Питание снеговое и дождевое. С мая по октябрь по реке проходит 3-4 дождевых паводка; высота их 0.8-1.2 м.

Климат в районе строительства Владимирской ГЭС резко континентальный что определяется наличием горных массивов. Зима продолжительная, холодная с обилием осадков. Среднегодовая температура отрицательная и находится в пределах от -1,5° до -14° С. Весна короткая. Средний из абсолютных минимумов температуры воздуха -40, -46° на ровных и возвышенных местах, -44, -48° на участках с пониженным рельефом.

Природа района в районе строительства Владимирской ГЭС уникальна. На климат сильно влияют горный рельеф местности. Вследствие этого на территории Советско-Гаванского района наблюдается уникальное смешение флор и фаун, Всего насчитывается 47 видов млекопитающих, 250 водоплавающих и околоводных птиц, 133 вида рыб (130 пресноводных). Из птиц, обитающих на территории района, множество видов занесены в Красную книгу РФ. Самыми яркими представителями охотничье-промысловых птиц представляют собой гагары, казарки, белолобый гусь. Среди млекопитающих, интересным видом является енотовидная собака. Зверь из семейства собачьих, с густым мехом, похожим по окрасу на енота. В горной тундре обитают кабарги – редкий вид, занесенный в Красную Книгу. Флора насчитывает более 2000 видов растений, 21 вид занесен в Красную книгу. На территории есть как южные растения, так и северные. Определяется три растительные зоны: тайга, хвойно- широколиственные леса, лесостепи.

Водные биологические ресурсы реки Ток на участке строительства Владимирской ГЭС представлены следующими видами: Калуга, Змееголов, Сазан и т.д. В соответствии с Приказом Федерального агентства по рыболовству от 17.09.2009 № 818 «Об установлении категории водных объектов рыбохозяйственного значения и особенностей добычи (вылова) водных биологических ресурсов, обитающих в них и отнесенных к объектам рыболовства» река Ток на рассматриваемом участке относится к водному объекту I категории рыбохозяйственного значения, поэтому и в период строительства, и в период дальнейшей эксплуатации гидроузла сброс сточных вод в р. Ток необходимо производить с содержанием загрязняющих веществ в концентрациях, не превышающими ПДК.

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

7.3.2 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Владимирского гидроузла выполняются следующие виды работ:

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

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;

- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Владимирская ГЭС будет оказывать влияние на окружающую среду в виде изменения следующих показателей:

1. Повышение влажности;
2. Изменения ветрового режима в прибрежной зоне;
3. Изменение температурного и ледяного режимов водостока.

Вышеперечисленное приводит к изменению природных условий в районе гидроузла, что сказывается на хозяйственной деятельности населения и жизни животных.

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 реки Ток в нижнем бьефе Владимирского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

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.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

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

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

7.3.3 Отходы, образующиеся при строительстве

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

1. Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме. Код отходов по ФККО – 2014 82220101215 (ред. от 16.08.2016):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.1)$$

где N- объем бетонных работ, м³;

q- удельный норматив образования;

ρ- плотность бетона, т/м³.

$$M = \frac{N \cdot q}{100} \cdot \rho = \frac{495322 \cdot 1,8}{100} \cdot 2,5 = 22289 \text{ т}$$

2. Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные. Код отходов по ФККО – 2014 46101001205 (ред. от 16.08.2016):

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho = \frac{85 \cdot 1,0}{100} \cdot 2,0 = 1,7 \text{ т}, \quad (7.2)$$

где N- количество арматуры, т;

q- удельный норматив образования, %;

ρ- удельный вес арматуры, т/м³;

Таким образом в результате строительства будет образовано 3833,1 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,7 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон.

7.3.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Владимирского гидроузла воздействие на окружающую среду будет оказываться:

- 1) Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
- 2) Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
- 3) Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;

4) На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

В связи с тем, что на расстоянии 5 км от ГЭС планируется строительство населенного пункта, требуется проведение исследований по необходимости установления санитарно-защитной зоны: исследования химических (выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от источников выбросов) и физических (шум, инфразвук, интенсивность электромагнитных полей) факторов. Также требуется выполнение мероприятий по не ухудшению качества воды реки Ток от сбросов Владимирской ГЭС ниже по течению реки.

7.3.5 Мероприятия по охране атмосферного воздуха

Санитарно-гигиеническая оценка природных условий приобретает особое значение в тех случаях, когда в освоение вовлекается значительная по площади территория, мозаичная и контрастная в ландшафтном отношении, т.е. неоднородная по условиям естественного самоочищения природных комплексов от загрязнения. Оценка потенциала "самоочищения" территориальных систем заключается в сравнении их между собой по параметрам тех процессов, которые в природе обеспечивают механическое рассеивание примесей, их химическое и физическое превращение.

Природные условия рассеивания и превращения веществ в приземном слое атмосферного воздуха подлежат первоочередной оценке, поскольку наибольший ущерб природе и здоровью населения наносит загрязнение атмосферы.

Для снижения загрязнения атмосферного воздуха в период строительства предусматриваются следующие организационно-технические и технологические мероприятия:

- укрытие сыпучих грузов во избежание сдувания и потерь при транспортировке;
- использование только исправного автотранспорта и строительной технике с допустимыми показателями содержания загрязняющих веществ в отработанных газах;
- использование технологических фильтров, пылеулавливающих устройств и гидрообеспылевания на оборудовании обогатительного и бетонного хозяйства.

8 Технико-экономические показатели

8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

Исследования, проводимые работе, выполняются для строительства Владимирской ГЭС расположенной на реке Ток. Установленная мощность проектируемой ГЭС 109 МВт, а число часов использования 4000 ч. Электричество выдается в зоне ОЭС Востока.

Проектирование ГЭС предполагает выполнение различных этапов, которые охватывают большой спектр разнообразных работ, начиная созданием котлована и заканчивая установкой оборудования. Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объёмов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2026	2027	2028	2029	2030
Установленная мощность	МВт	29	109,2	109,2	109,2	109,2
Число часов использования установленной мощности	Часы	4000	4000	4000	4000	4000
Выработка электроэнергии за год	МВт·ч	9665,12	36400,0	36400,0	36400,0	36400,0
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1	1	1	1	1
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт·ч	96,65	364,0	364,0	364,0	364,0
Объем реализации электроэнергии за год	МВт·ч	9568,48	36036,0	36036,0	36036,0	36036,0
Тариф на электроэнергию	руб/МВт·ч	1175.00	1206.00	1235.00	1262.00	1289.00
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб	11,24	43,46	44,5	45,48	46,45

Делаем вывод, что при установившемся объеме реализации электроэнергии, выручка продолжает расти, потому что уменьшаются затраты на капитальные вложения, также повышается тариф на электроэнергию. Значит,

данный проект с каждым годом все быстрее окупается и подтверждает свою рентабельность.

8.2 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 затраты 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. Сведем их в таблицу 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	7,4
Прочие	274,0	7,9
Итого по ГЭС		15,3

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются, исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Этап проекта, год	Величина, %
От 1 до 5	
От 6 до 15	
От 16 до 25	

Учитываются услуги регулирующих организаций, исходя из ставок в соответствии с едиными сценарными условиями ПАО «РусГидро», а также текущие затраты по гидроузлу. Данные представлены в таблице 8.4 и 8.5.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка, тыс.руб/МВт	Сумма, млн.руб.
ОАО «СО ЕЭС»	135,38	3,92
НП АТС (администратор торговой системы)	0,001097 , тыс.руб/МВт·ч	0,65
ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/МВт·ч	0,187
Итого		4,76

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу

Наименование	Год реализации проекта				
	2025	2026	2027	2028	2029
Амортизационные отчисления, млн.руб	52,456	67,579	69,49	94,40	94,40
Расходы на страхование, млн.руб	20,498	25,28	25,78	33,75	32,84
Эксплуатационные затраты, млн.руб	15,34	153,73	57,79	57,79	57,79
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб	1,28	1,58	2,42	3,16	3,08
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб	4,76	16,12	16,12	16,12	16,12
Налог на воду, млн.руб	2,57	4,40	4,52	4,52	4,52
Итого, млн.руб	96,91	172,75	176,11	209,73	208,74

Значительное повышение затрат по гидроузлу за первый год исследуемого периода можно объяснить увеличением расходов на эксплуатационные нужды, так как увеличивается количество оборудования.

В дальнейшие четыре года расходы увеличивается за счет страхования и ремонта производственных фондов, поскольку стоимость имущества увеличивается (закупается и монтируется новое оборудование, подключается обслуживающий персонал).

Текущие затраты за рассматриваемый период представлены на рисунке 8.1.



Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы показывают отток денежных средств после строительства Владимирской ГЭС. Налогообложение является важным средством наполнения бюджета края и страны и осуществляется в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы

Наименование	Год реализации проекта				
	2029	2030	2031	2032	2033
Налог на прибыль, млн.руб	173,82	178,85	183,76	188,90	193,80
НДС, млн.руб	154,07	213,43	217,92	222,55	227,19
Взносы в социальные фонды, млн.руб	40800	40800	40800	40800	40800
Налог на имущество, млн.руб	75,87	73,79	71,71	69,64	67,56
Итого, млн.руб	403,80	466,10	473,45	481,04	488,66

Расчетные данные показывают, что основная налоговая нагрузка приходится на налог на добавленную стоимость (НДС). Налоговые расходы составляют значительную часть расходов проектируемой ГЭС.

8.4 Оценка прибыли

Прибыль, является конечным результатом от реализации электроэнергии генерирующей компании. В конечном итоге она представляет собой разницу между ценой продукции и себестоимостью. Годовая прибыль в первые годы эксплуатации приведена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
Выручка (нетто), млн.руб.	585,37	977,29	1000,65	1024,21	1045,86
Текущие расходы, млн.руб.	96,91	172,75	176,11	209,73	208,74
ЕВИТDA (Валовая прибыль), млн.руб.	582,54	972,77	996,13	1019,69	1041,34
ЕВИТ(прибыль до налогообложения), млн.руб.	484,35	847,74	867,48	847,71	871,43
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	89,21	169,55	173,50	169,54	174,29
НОРАТ (чистая прибыль), млн.руб.	395,14	678,19	693,98	678,16	697,15
Ставка налога на прибыль, %	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0

Отток денежных средств в первые годы реализации проекта связан с подготовительными строительными, бетонными работами. Затем после выхода ГЭС на полную мощность растёт объём продаж электроэнергии и мощности, что приводит к росту чистой прибыли. Дальнейший рост, связан с тарифом на электроэнергию и мощностью согласно сценарным условиям РусГидро.

8.5 Анализ денежных потоков

На рисунке 8.3 представлен график Cash-Flow.

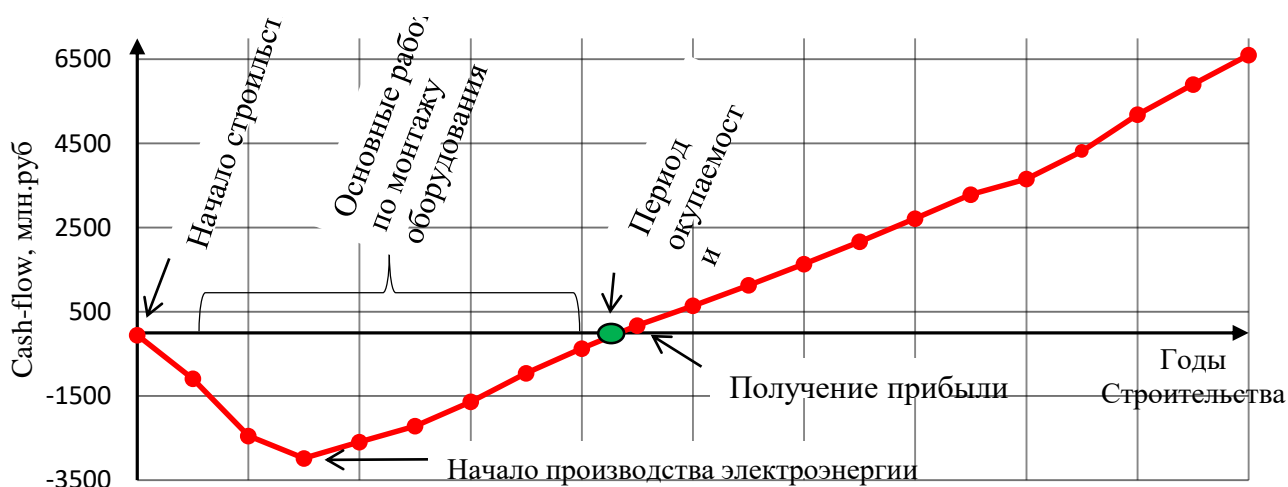


Рисунок 8.3 – График Cash-Flow

На рисунке 8.3 представлен график с указанием этапов реализации проекта. Видно, что в первые годы реализации проекта денежный поток отрицательный, в связи с затратами на строительство и приобретение оборудования. С вводом в работу первого гидроагрегата наблюдается уменьшение отрицательного денежного потока, так как начинается производство электроэнергии. С введением второго гидроагрегата гидроэлектростанция выйдет на проектную мощность, что обеспечит большие продажи электроэнергии, а соответственно увеличится прибыль. С середины 2030 года денежный поток становится положительным, доходы начинают покрывать расходы и приносить прибыль.

Вплоть до середины 2024 года проект не приносит прибыль, что обосновывается большим вложением средств на начальном этапе (приобретение оборудования, наем рабочего персонала, а также строительные расходы)

К концу 2024 года по проекту вводится в эксплуатацию первый агрегат, что объясняет резкий скачок на графике. Изменение угла наклона графика после 2025 года обуславливается закупкой оборудования и подготовкой к введению в эксплуатацию второго гидроагрегата.

8.6 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.»).

Целью оценки определены показатели 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.

в) Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.»

Расчёты проводились с использованием лицензионной версии программного продукта ProjectExpert, фирмы ExpertSystems.

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

1) Период прогнозирования Владимирской ГЭС составляет 20 лет, что соответствует сроку службы основного оборудования.

2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся в 1 квартал 2022 года. Геополитические изменения, начиная с 24 февраля 2022 года в проекте не учитываются.

3) Предполагается что в течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации существующих правил и законов.

8.7 Коммерческая эффективность

Коммерческая эффективность отражена в показателях, представленных в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта Владимирской ГЭС на реке Ток

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости – DPB, мес	114
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб	305,46
Индекс прибыльности – PI, руб	1,12
Внутренняя норма рентабельности – IRR, %	13,26
Себестоимость эл. энергии, руб/кВт·ч	0,35
Удельные капиталовложения, руб/кВт	88638,8

По данным таблицы видно, что доход на конец расчетного периода составит 305,46 млн. руб. Полученная величина себестоимости электроэнергии на момент завершения проекта – 0,35 руб./кВт·ч,.

Показатель чистого приведенного дохода является положительным, что говорит об эффективности проекта, индекс прибыльности показывает, что вложенные средства смогут окупиться и увеличиться на 12 %. Период окупаемости 114 месяц. Себестоимость электрической энергии и удельные капиталовложения находятся на приемлемом уровне.

8.8 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 8.9.

Таблица 8.9 – Предполагаемые налоговые поступления в федеральный и региональный бюджеты

Год	2029	2030	2031	2032	2033
В федеральный бюджет, млн.руб	332,46	396,85	406,52	415,92	452,62
В региональный бюджет, млн.руб	75,87	73,79	71,71	69,64	67,56
Налоговые поступления, млн.руб	403,8	466,12	473,46	481,04	488,66

Строительство Владимирской ГЭС обеспечит регулярное поступление денежных средств как в федеральный, так и в региональный бюджет Амурской области. Реализация данного проекта окажет положительное влияние как на развитие инфраструктуры региона – путем прокладывания новых дорог и создания рабочих поселений, так и на население региона – путем создания рабочих мест для обслуживания станции.

8.9 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 индекса доходности (PI) от:

- 1) Налоговой ставки. График представлен на рисунке 8.4;
- 2) Объема инвестиций. График представлен на рисунке 8.5;
- 3) Объема сбыта. График представлен на рисунке 8.6.

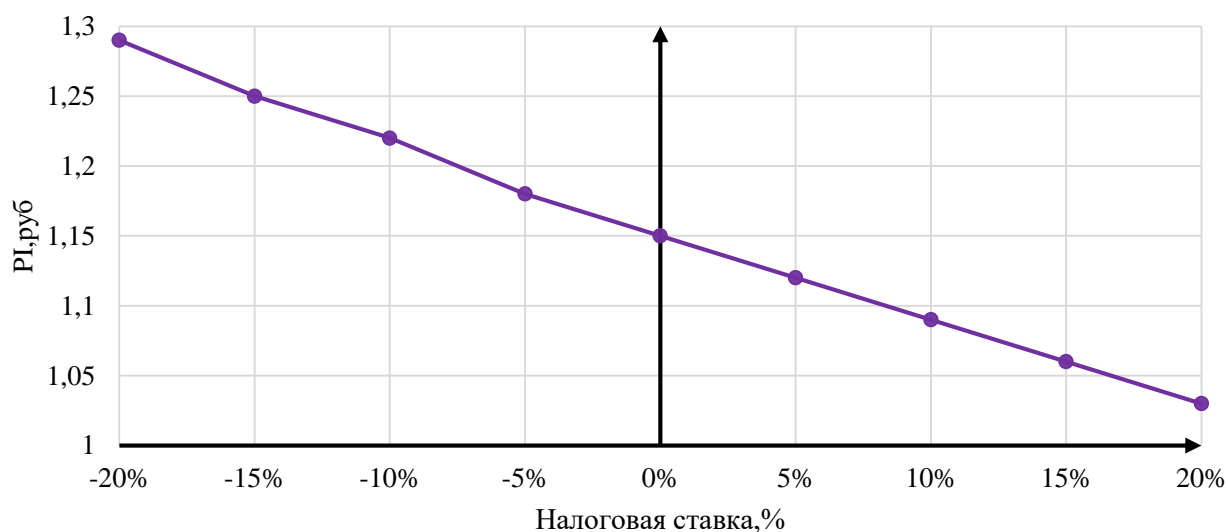


Рисунок 8.4 – Изменение PI в зависимости от налоговой ставки

График 8.4 показывает, что уменьшение налоговой ставки ведёт к увеличению индекса прибыльности (PI).

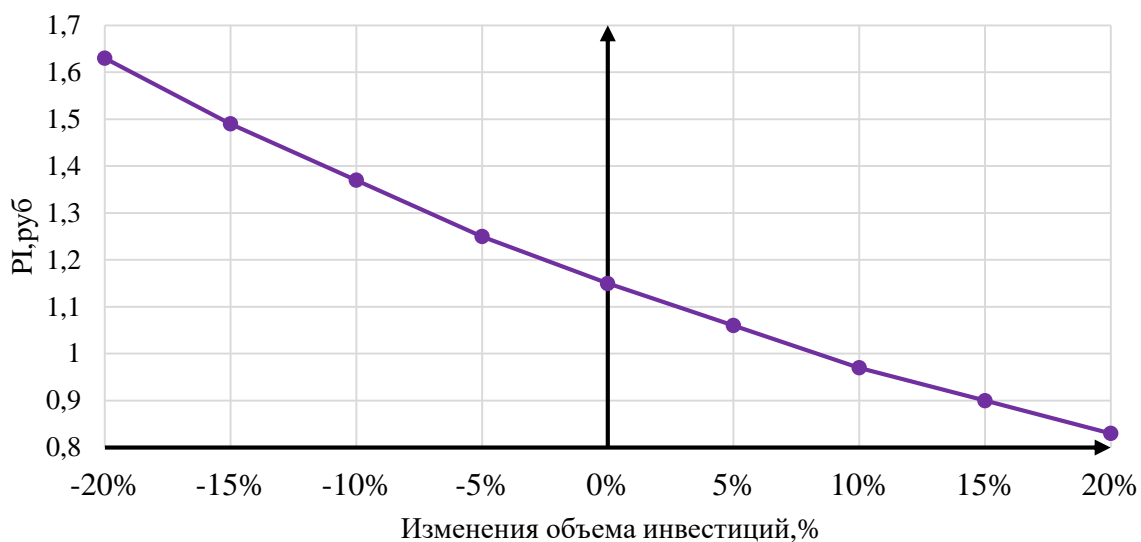


Рисунок 8.5 – PI в зависимости от изменения объема инвестиций

Из графика видим, что уменьшение налоговой ставки ведёт к увеличению индекса прибыльности (PI).

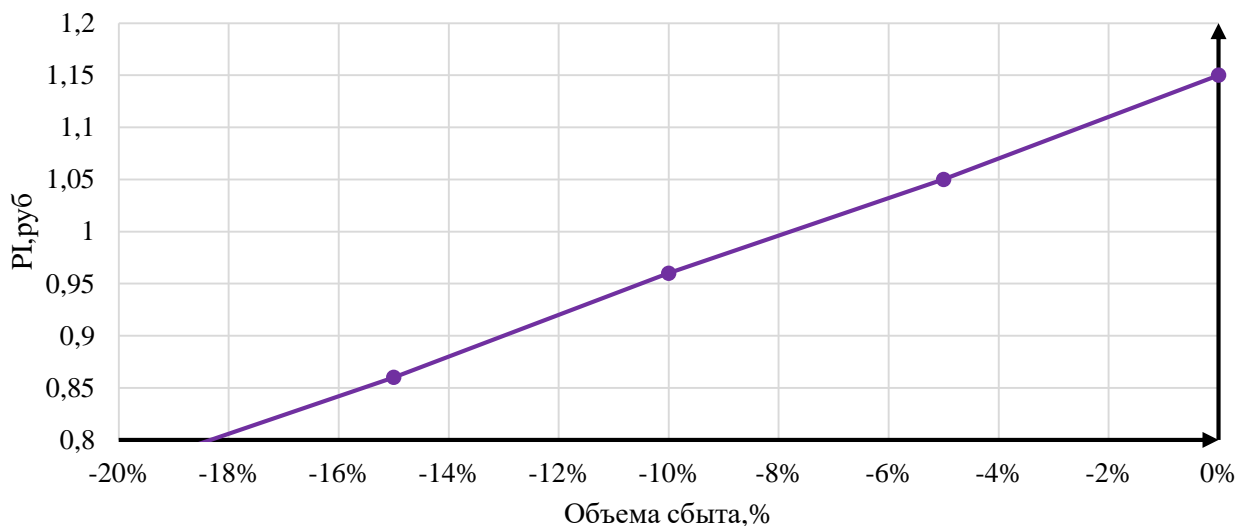


Рисунок 8.6 – PI в зависимости от изменения объема сбыта

Из графика на рисунке 8.6 видно, что индекс доходности имеет прямую зависимость от объема сбыта.

9 Исследование переходных процессов в трансформаторах тока

9.1 Общие сведения

В рамках тематики бакалаврской выпускной работы поставлена задача исследования переходных процессов, происходящих в трансформаторах тока в условиях работы релейной защиты и автоматики.

Развитие современных электроэнергетических систем идет по пути концентрации производства электроэнергии на мощных электростанциях и централизации электроснабжения от общей высоковольтной сети. При этом наблюдается несколько существенных тенденций.

1. Рост единичных мощностей агрегатов как вырабатывающих электроэнергию, так и ее потребляющих. Сегодня мощность турбогенератора, например, достигает порядка 1200 МВт, мощность крупных двигателей измеряется так же значительно возросла. Первоначальные конструкции машин обладали естественным запасом устойчивости против механических и тепловых действий токов короткого замыкания (КЗ). Однако в настоящее время ввиду тенденций на снижение затрат на производство, а также, сопутствующих расходов, возникающих в процессе эксплуатации такой запас сведен к минимуму, поэтому возросли количество и размеры повреждений машин.

2. Рост напряжения высоковольтных электрических сетей. В конце 80-х годов в нашей стране впервые в мире введено в промышленную эксплуатацию напряжение 1150 кВ переменного тока, что позволяет повысить надежность электрических систем (ЭС) и увеличивать передаваемые мощности. Но это вызывает более тяжелые последствия коротких замыканий на линиях такого класса напряжения и усложняет расчет и анализ переходных процессов.

3. Увеличение мощности энергетических объединений, Крупные электрические системы сегодня созданы во всех развитых странах мира. Объединение отдельных электрических станций на параллельную работу приводит к уменьшению суммарных затрат на выработку электроэнергии, но вместе с тем затрудняет и усложняет управление системой, увеличивает вероятность тяжелых системных аварий. Самым лучшим средством предотвращения таких аварий является совершенствование управления энергосистемой, которое подразделяется на два класса: оперативно-диспетчерское и автоматическое. Оперативно-диспетчерское управление осуществляется силами специального дежурного персонала, который непрерывно контролирует режим работы энергосистемы, обеспечивая его экономичность, необходимое качество электроэнергии, предотвращает возможные аварии и ликвидирует их последствия. Эффективность оперативно-диспетчерского управления зависит не только от полноты информации о состоянии системы в текущий момент времени, но и от результатов предварительного анализа нормальных и переходных режимов. Автоматическое управление осуществляется с помощью релейной защиты элементов системы от

сверхтоков, возникающих при повреждениях в электрической системе, и системной автоматики.

4. Развитие новых технологий совместно с разработкой новых методов управления режимами энергосистем. Непрерывное совершенствование технологий производства, передачи и распределения электрической энергии сопровождается открытием и внедрением новых технологий и методов управления режимами. В последние десятилетия получила интенсивное развитие технология векторной регистрации параметров как нормальных, так и аварийных режимов энергосистем. Новая концепция развития ЭЭС, получившая название Smart Grid, направлена на повышение эффективности и надежности энергосистем путем преобразования существующих электроэнергетических систем в интерактивные (потребитель - оператор). Такие системы позволяют преодолеть препятствия в развертывании эффективной интеграции распределительных сетей и возобновляемых источников энергии. Технологии Smart Grid предъявляют повышенные требования к моделированию не только силовых элементов энергосистемы, но и устройств защиты, автоматического управления и контроля.

Характерной особенностью современного развития является постоянное усложнение систем автоматического управления. Кроме названных существует ряд других тенденций: увеличение мощности коммутационных аппаратов, рост максимальных уровней токов короткого замыкания и другие. Поэтому для обеспечения надежной и эффективной работы энергосистем необходим тщательный анализ переходных процессов.

9.2 Переходные процессы в трансформаторах тока

Переходный процесс – это изменение энергии электромагнитных полей трансформатора при переходе от одного установившегося режима работы к другому. Он возникает в трансформаторах при всяком изменении режима работы: резкое изменение нагрузки, короткое замыкание в первичной или вторичной сети и т.д. Этот процесс протекает достаточно быстро и сопровождается значительным увеличением токов в обмотках трансформатора.

Одной из основных проблем при рассмотрении переходных процессов в трансформаторах тока, является быстрое насыщение сердечников. Остаточная намагниченность накапливается в процессе эксплуатации или возникает при измерении сопротивления обмоток перед вводом в эксплуатацию и сохраняется в течение всего срока службы. Переходные режимы также сопровождаются насыщением сердечников трансформаторов тока из-за наличия остаточной намагниченности. В результате насыщения возникает искажение вторичного тока, которое может привести как к неселективной работе РЗ, так и к увеличению времени отключения КЗ.

9.3 Параметры, влияющие на работу трансформаторов тока

Режим работы ТТ при коротких замыканиях в первичной цепи определяется такими параметрами как:

1. Кратность первичного тока;
2. Постоянная времени затухания апериодической составляющей первичного тока;
3. Характеристика намагничивания сердечника с учетом остаточной магнитной индукции.

Номинальная предельная кратность, $K_{ном}$ – предельная кратность при номинальной вторичной нагрузке.

Предельная кратность – отношение предельного значения первичного тока, при котором полная погрешность при заданной вторичной нагрузке не превышает 10%, к номинальному первичному току. Предельная кратность вторичной обмотки для защиты определяет возможность нормальной работы защитных устройств и систем при аварийных режимах работы.

При настройке функционирования трансформаторов тока и устройств релейной защиты и автоматики в переходных режимах КЗ важное значение имеет такой параметр, как предельная остаточная магнитная индукция в магнитопроводе ТТ, которая характеризуется коэффициентом остаточной намагниченности. Под коэффициентом остаточной намагниченности (K_r) понимается отношение остаточного потокосцепления (Ψ_r) к потокосцеплению насыщения (Ψ_s), выраженное в относительных единицах или процентах:

$B_r (\Psi_r)$ – значение остаточной магнитной индукции (потокосцепления);

$B_s (\Psi_s)$ – индукция (потокосцепление) насыщения магнитопровода.

Предельное значение остаточной магнитной индукции зависит от свойств материала магнитопровода и его конструкции. Основным отличием в стандартах заключается лишь в том, что в некоторых указывается конкретное время (3 мин.), по истечении которого после отключения намагничивающего тока может быть зафиксировано значение остаточной магнитной индукции, а в иных время не определено.

9.4 Моделирование переходных процессов

Применение моделей ТТ необходимо для изучения поведения средств РЗА при экстремальных переходных процессах, когда измерительные ТТ входят в насыщение и начинают работать со значительной погрешностью, что может обусловить неправильную работу устройств РЗА.

Рассмотрим схему ТТ, приведённую на рис. 9.1. В простейшем исполнении ТТ представляет собой две обмотки, намотанные на магнитный шихтованный сердечник, выполненный из электротехнической стали с площадью поперечного сечения S и длиной средней магнитной линии l_{cp} . Предполагается, что материал, из которого выполнен сердечник, известен, то есть известна его основная

характеристика намагничивания, представляющая собой зависимость магнитной индукции в стали сердечник от напряжённости магнитного поля $B = f(H)$.

Использование основной кривой намагничивания без учёта динамической петли гистерезиса является один из ключевых допущений при моделировании переходных процессов в ТТ, так как он позволяет значительно упростить математическое описание моделируемого объекта. Учёт влияния явления гистерезиса при моделировании процессов, при которых имеет место глубокое насыщение сердечников, не выполняется, а используется основная кривая намагничивания: при рассматриваемых глубоких насыщениях сердечника динамическая петля гистерезиса столь узка, что ею можно пренебречь.

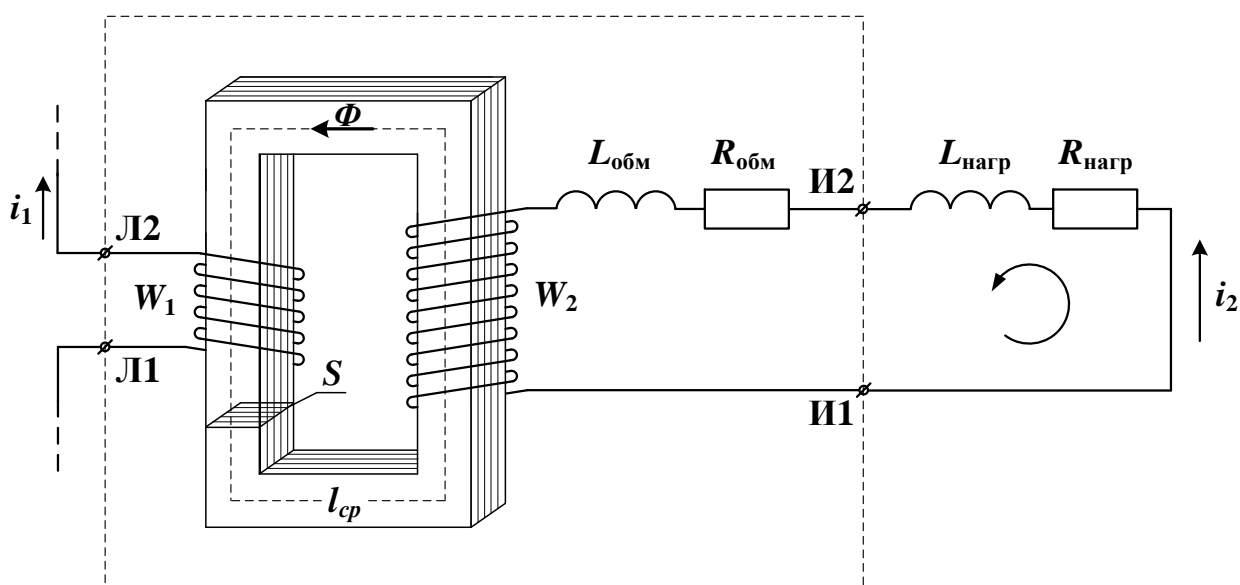


Рисунок 9.1 – Схема трансформатора тока

9.4.1 Реализация работы модели на языке MatLab

Для того, чтобы более детально рассмотреть переходные процессы в трансформаторах тока при различных режимах на базе программного комплекса MatLab и среды моделирования Simulink составим экспериментальную модель работы трансформатора тока на примере трансформатора ТПЛ-10.

Исходными данными являются:

- $fs=10000$ – Шаг дискретизации, Гц;
- $t=Currents_G(:,1)$ – Массив времени моделирования, с;
- $alpha=-90$; - Начальный угол синусоидального сигнала первичного тока, градусы;
- $i1=Currents_G(:,4)$ – Массив мгновенных значений первичного тока, А (имитируется ток аварийного режима заданной кратности с максимальной апериодической слагающей).

Массивы данных времени и мгновенных значений первичного тока взяты из сопутствующей модели показанной на рисунке 9.2, выполненной в среде моделирования Simulink. В данном случае под «i1» понимается ток, проходящий через первую группу измерительных трансформаторов на генераторной стороне.

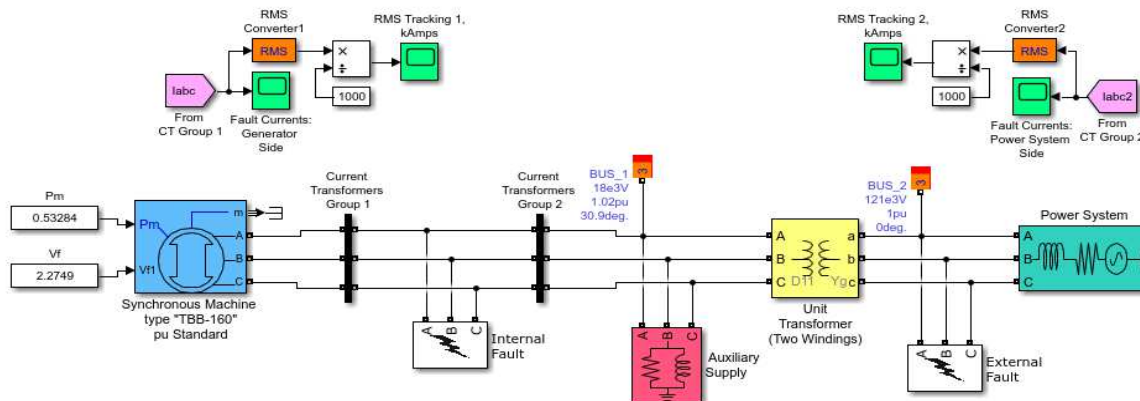


Рисунок 9.2 - Математическая модель блока генератор-трансформатор для моделирования переходных процессов в первичных цепях дифференциальной защиты

Параметры моделируемого ТТ и его нагрузки:

$S=11.2e-4$ – Площадь поперечного сечения сердечника, кв.м;

$l_{cp}=0.48$ м Длина средней магнитной линии, м;

$W1=2$ – Число витков первичной обмотки;

$W2=159$ – Число витков вторичной обмотки;

$R_{obm}=0.28$ – Активное сопротивление вторичной обмотки, Ом;

$L_{obm}=0.1/314$ – Индуктивность вторичной обмотки, Гн;

$R_{load}=0.01$ - Активное сопротивление нагрузки, Ом;

$L_{load}=0.001/314$; Индуктивность нагрузки, Гн.

Решение уравнений переходных процессов:

$$di1=diff(i1)*fs; \tag{9.1}$$

Создание массива времени той же размерности, что и массив значений 'di1', и в том же временном интервале, что имеет массив 't':

$$t2=linspace(t(1),t(end),length(di1)); \tag{9.2}$$

Суммарное активное сопротивление и суммарная индуктивность вторичной обмотки:

$$R_sum=R_{obm}+R_{load}; \tag{9.3}$$

$$L_sum=L_{obm}+L_{load}; \tag{9.4}$$

Поскольку при перемагничивании значения 'В' и 'Н' могут приобретать как положительные, так и отрицательные значения, следует определить характеристику намагничивания при отрицательных значениях 'В' и 'Н', что легко сделать в силу её симметричности, пользуясь функцией 'fliplr', меняющей порядок следования элементов массива на противоположный:

$$ВВ=[-fliplr(В(2:end)), В]; \quad (9.5)$$

Учитывать первый элемент массива 'В' при его расширении не будем, так как он равен нулю, аналогично сделаем с массивом 'Н'.

$$НН=[-fliplr(Н(2:end)), Н]; \quad (9.6)$$

Значения 'В', в которых мы хотим доопределить функцию 'Н':

$$В_=-В(end):0.05:В(end); \quad (9.7)$$

Воспользуемся функцией 'interp1'. На вход функции подаются 3 массива данных: значения X и Y исходной функции, также массив X1, содержащий точки, в которых надо определить промежуточные % значения функции Y(X). На выходе функции мы получаем массив значений функции Y1 в точках X1.

$$Н_=\text{interp1}(ВВ,НН,В_,'РСНIP'); \quad (9.8)$$

Начальная и конечная точки интегрирования, с:

$$ts=[t(1) t(end)]; \quad (9.9)$$

Используем функцию решения дифференциальных уравнений 'ode23t'. Результатом работы данной функции является массив данных, содержащий значения времени 'Т' и значения интегрируемых функций 'у'.

$$[Т,у]=\text{ode23t}('trans_eq',ts,y0,options); \quad (9.10)$$

Текущее значение производной первичного тока найдём с помощью интерполяции кубическими полиномами:

$$di1_Т=\text{interp1}(t2,di1,Т,'РСНIP'); \quad (9.11)$$

Определим значение 'dВ/dН' для текущего значения переменной 'В', для чего численно возьмём производную функции 'В(Н)' с фиксированным шагом 'deltaВ':

$$\text{deltaB}=0.0002 - \text{Шаг взятия производной, Тл.} \quad (9.12)$$

$$\text{dH}=\text{interp1}(\text{BB},\text{HH},(\text{y}(2)+\text{deltaB}),\text{'PCHIP'})-\text{interp1}(\text{BB},\text{HH},(\text{y}(2)-\text{deltaB}),\text{'PCHIP'}); \quad (9.13)$$

$$\text{mu_dif}=(\text{y}(2)+\text{deltaB})/\text{dH}-(\text{y}(2)-\text{deltaB})/\text{dH}; \quad (9.14)$$

Записываем правые части дифференциальных уравнений в форме Коши:

$$\text{di2}=(\text{di1_T}*\text{mu_dif}*S*W1*W2/\text{lcp})-\text{y}(1)*R_sum)/(\text{L_sum}+(\text{mu_dif}*S*W2^2)/\text{lcp}); \quad (9.15)$$

$$\text{dB}=\text{mu_dif}*(\text{di1_T}*W1-\text{di2}*W2)/\text{lcp}; \quad (9.16)$$

Вносим в правильном порядке в выходную переменную 'dy' правые части дифференциальных уравнений:

$$\text{dy}=[\text{di2}; \text{dB}]; \quad (9.17)$$

Результат работы программы приведен на рисунке 9.3 – 9.5. На рисунке 9.3 кривая синего цвета соответствует первичному току, приведенному ко вторичным значениям, кривая красного цвета – вторичному току. На рисунке хорошо видны искажения формы вторичного тока, что характерно для процесса насыщения ТТ.

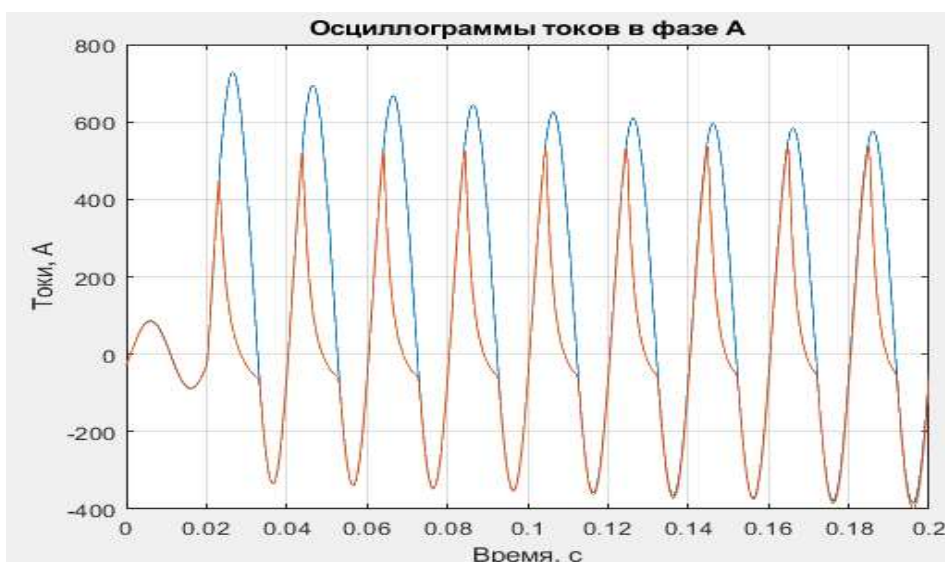


Рисунок 9.3 – Осциллограммы токов

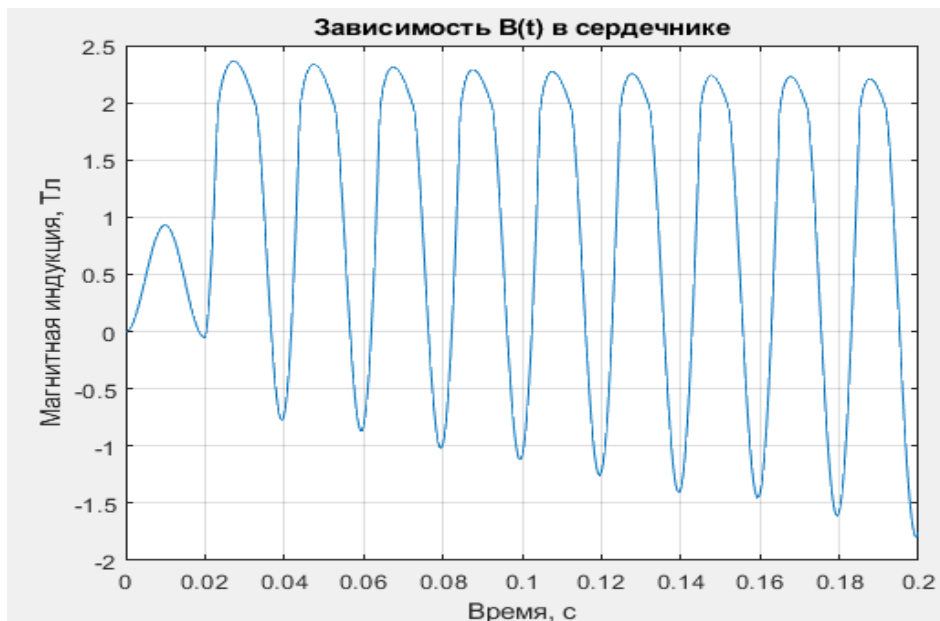


Рисунок 9.4 – Изменение магнитной индукции в процессе насыщения

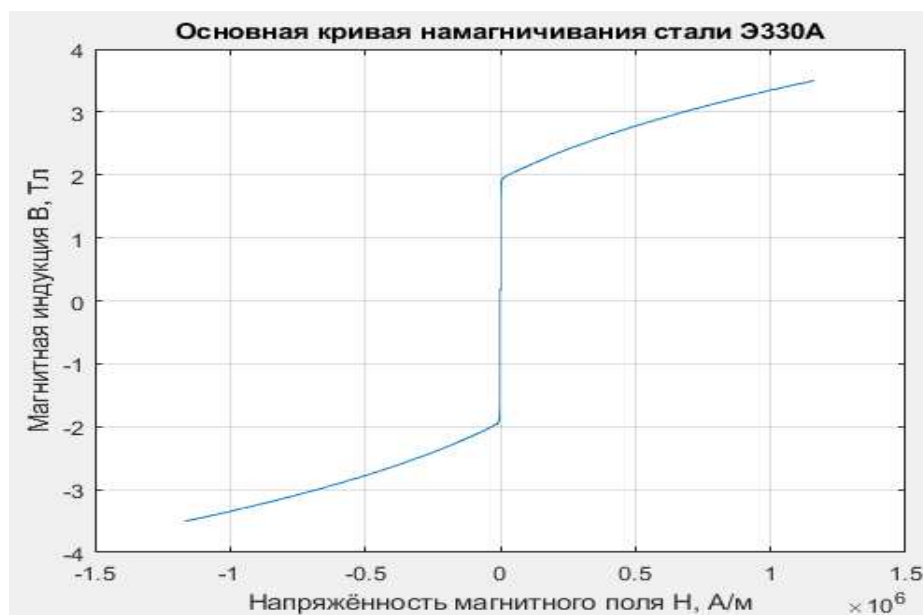


Рисунок 9.5 – Кривая намагничивания стали сердечника ТТ

9.5 Расчёт хода рабочей точки на характеристике срабатывания дифференциальной защиты

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

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

Для дальнейшего расчёта необходимо определить базовые номинальные токи защит генератора.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = I_{\text{Г}}^{(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (9.18)$$

$$I_{\text{НГ}}^{(1)} = I_{\text{Г}}^{(1)} = \frac{188,2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 18,0} = 6036,52 \text{ А} \quad (9.19)$$

Номинальный ток генератора (статора): $I_{\text{НОМ}} = 6036,52 \text{ А}$.

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}}, \quad (9.20)$$

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

$$I_{\text{НБ(Н)}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 6036,52 = 302 \text{ А}$$

Уставка выбирается из условия:

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

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

$$I_{\text{СР.0}} \geq 2 \cdot 302 = 604 \text{ А}$$

Принята уставка:

$$I_{\text{СР.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} \quad (9.21)$$

$$I_{\text{СР.0}} = 0,15 \cdot 6036,52 = 905,5 \text{ А}$$

Сравним полученную уставку тока срабатывания по второму условию с током трёхфазного короткого замыкания вне зоны действия защиты :

$$I_{\text{СР.0}} \geq I_{K_2}^{(3)} \quad (9.22)$$

$$905,5 \text{ А} \leq 997,4 \text{ А}$$

Работа дифференциальной защиты с данной уставкой будет выполнять неселективное отключение. Выбираем уставку начального тока срабатывания дифференциальной защиты с коэффициентом запаса, обусловленным полной погрешностью ТТ – 10%:

$$I_{K_2}^{(3)} \cdot 1,1 \quad (9.23)$$

$$997,4 \cdot 1,1 = 1097,14 \text{ А}$$

Определим уставку тока срабатывания в относительных единицах:

$$I_{*CP} = I_{K_2}^{(3) \text{ о.е.}} = \frac{I_{K_2}^{(3)}}{I_{НОМ}} \quad (9.24)$$

$$I_{*CP} = I_{K_2}^{(3) \text{ о.е.}} = \frac{1097,14}{6036,52} = 0,182 \text{ о. е.}$$

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

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{НБ(КЗ)} = K_{АП} \cdot f_i \cdot K_{ОДН} \cdot I_{МАКС}, \quad (9.25)$$

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

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

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

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

$$I_{МАКС} = \frac{E''}{x_d''} \cdot I_H \quad (9.26)$$

$$E'' = \sqrt{\cos \varphi_r^2 + (\sin \varphi_r + x_d'')^2} = \sqrt{0,85^2 + (0,53 + 0,22)^2} = 1,13 \quad (9.27)$$

$$I_{МАКС} = \frac{1,13}{0,22} \cdot 6036,52 = 31005,8 \text{ А}$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot 31005,8 = 3100,6 \text{ А}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_T > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_H}{I_T} \quad (9.28)$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;
 I_T – ток трехфазного короткого замыкания на выводах генератора.

Выполним расчёт с учётом тока торможения.

Ток торможения в режиме протекания по генератору максимальных сквозных токов определяется по формуле:

$$I_T = \sqrt{I_{\text{СКВ(max)}} \cdot (I_{\text{СКВ(max)}} - I_{\text{НБ(КЗ)}}) \cdot \cos \alpha}, \quad (9.29)$$

где α – угол между векторами токов плеч защиты; в проектных расчётах может быть принят равным от 10° до 20° ;

$$I_{K_1}^{(3)} = \frac{1,08}{0,22} \cdot 6,036 = 29,63 \text{ кА}$$

$$I_{\text{СКВ(max)}} = I_{K_1}^{(3)} = 29630 \text{ А}$$

$$I_T = \sqrt{29630 \cdot (29630 - 3100,6) \cdot \cos 10^\circ} = 27823,1 \text{ А}$$

Тогда K_T :

$$K_T > \frac{3100,6 \cdot 2,0}{27823,1} = 0,22 \approx 0,2$$

$$K_T > 0,2$$

По рекомендациям производителя, принимаем уставку $K_T = 0,5$.

3) Уставка начального торможения:

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T} \quad (9.30)$$

$$I_{\text{НТ}} = \frac{0,182}{0,5} = 0,364 \text{ о. е.}$$

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

$$V \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} \quad (9.31)$$

$$V \geq \frac{0,38}{0,5} = 0,364$$

Принято значение уставки $V = 1,0$.

На рисунке 9.5 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

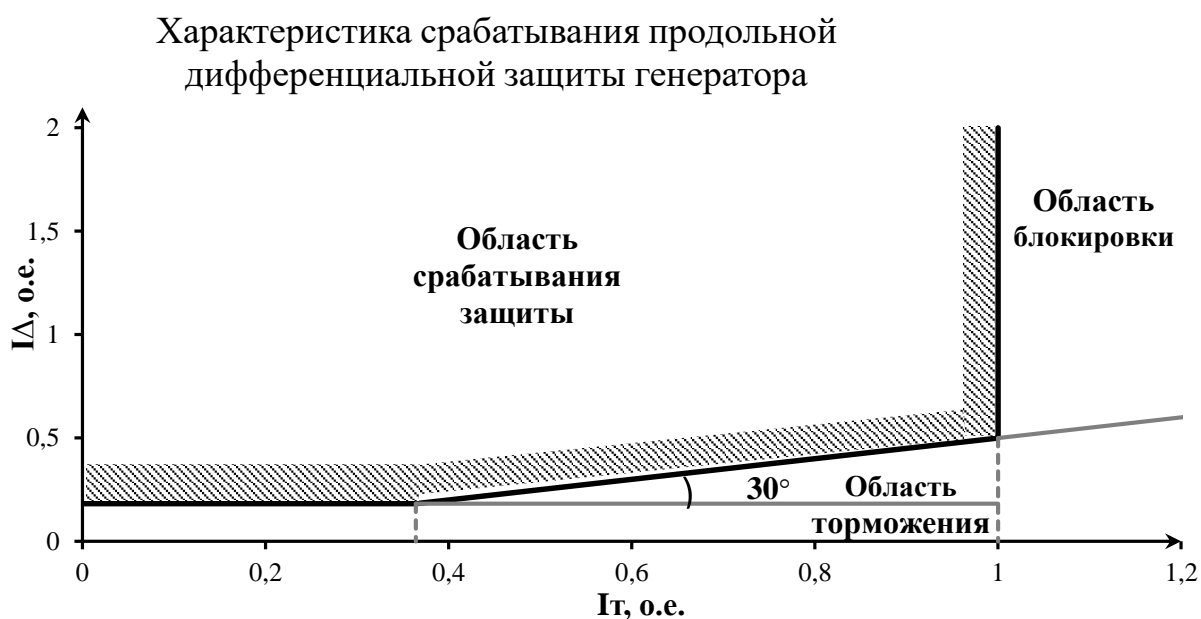


Рисунок 9.5 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

9.6 Анализ работы

На базе программного комплекса Matlab реализована модель однофазного трансформатора тока. Она позволяет исследовать переходные процессы, происходящие в трансформаторе при различных режимах.

Для исследования модели ТТ необходимо задать его параметры, а также кривую намагничивания стали, которая может быть неизвестна. Однако она может быть получена из ВАХ вторичной обмотки, которая может быть предоставлена производителем или снята на самом ТТ.

Выходными данными являются осциллограммы протекающих токов и изменения магнитной индукции на протяжении всего переходного процесса.

В модели реализовано важное свойство трансформатора – насыщение магнитопровода. Оно является причиной искажения формы вторичного тока при больших токах и при токах, содержащих апериодическую составляющую, что может вызывать некорректную работу устройств релейной защиты и автоматики.

Построена характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте запроектирован Владимирский гидроузел энергетического назначения, расположенный в Амурской области на реке Ток.

Строительство Владимирского гидроузла не нарушает экологическое равновесия в регионе и позволяют получать дешевую, "экологически чистую" электроэнергию.

Климат в районе строительства Владимирской ГЭС резко континентальный что определяется наличием горных массивов. Зима продолжительная, холодная с обилием осадков.

Среднегодовая температура отрицательная и находится в пределах от $-1,5^{\circ}$ до -14° С. Весна короткая. Средний из абсолютных минимумов температуры воздуха -40° , -46° на ровных и возвышенных местах, -44° , -48° на участках с пониженным рельефом.

В основании предполагаемого гидроузла залегают твёрдые горные породы, а именно – граниты. Было определено, что для проектируемой ГЭС оптимальными для установки являются два гидроагрегата с радиально–осевыми турбинами с диаметром рабочего колеса 4м. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный $H_{\max} = 57,45$ м;
- расчетный $H_{\text{расч}} = 47,3$ м;
- минимальный $H_{\min} = 39,7$ м.

В качестве гасителя энергии было принято использовать принцип свободно отброшенной струи. В состав Владимирского гидроузла входят следующие сооружения:

- Левобережная каменно-земляная плотина с ядром;
- Бетонная водосливная плотина;
- Глухая правобережная бетонная плотина;
- Русловая левобережная бетонная плотина;
- Здание ГЭС;

Таким образом, влияние Владимирского гидроузла на социально - экономические условия Амурской области заключается в максимальном использовании гидроэнергетических ресурсов реки Ток, что позволит существенно сократить дефицит электроэнергии. Так же строительство Владимирской ГЭС будет оказывать положительное влияние на экономическую и социальную сферу региона на всех этапах реализации проекта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Александровский А. Ю. Выбор параметров ГЭС: Учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А.Ю. Александровский, Е.Ю.Затеева, Б.И.Силаев; СШФ КГТУ. - Саяногорск, 2005. – 114 с.
2. Алексеев Б. А. Объем и нормы испытаний электрооборудования / Б. А. Алексеев, Ф. Л. Когана, Л.Г. Мамиконянца. – Москва: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 254 с.
3. ГОСТ Р 56302-2014. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики: национальный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 декабря 2014 г. № 1983-ст: введен впервые: дата введения 2015-09-01 / разработан Всероссийским научно-исследовательским институтом стандартизации и сертификации в машиностроении (ВНИИНМАШ). – Москва: Стандартинформ, 2015. – 19с.
4. ГОСТ Р 56303-2014. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные семы электрических соединений объектов электроэнергетики: национальный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 4 октября 2016 г. № 1302-ст: введен впервые: дата введения 2017-03-01 / разработан Всероссийским научно-исследовательским институтом стандартизации и сертификации в машиностроении (ВНИИНМАШ). – Москва: Стандартинформ, 2015. – 19с.
5. ГОСТ Р 57114-2016. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологичное управление: национальный стандарт Российской Федерации: издание официальное: утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 12 декабря 2014 г. № 1984-ст: введен впервые: дата введения 2015-09-01 / разработан ОАО «СО ЕЭС». – Москва: Стандартинформ, 2016. – 19с.
6. Использование водной энергии: учебное пособие в задачах и упражнениях. В 2 ч. Ч. 1. Водно-энергетические расчёты режимов ГЭС / Ю.А. Секретарёв, А.А. Жданович, Е.Ю. Затеева, С.В. Митрофанов. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2014. – 108с.
7. Каталог «Выключатели элегазовые» // Высоковольтный союз: официальный сайт. – 2010. – URL: <http://www.vsoyuz.com/>.
8. Каталог «Гидрогенераторы» // Сервис Онлайн Электрик: официальный сайт. – 2011. – URL: <http://online-electric.ru>.

9. Каталог «Ограничители перенапряжений 3–35 кВ» // ЗАО завод электротехнического оборудования: официальный сайт. – 2012. – URL: <http://www.zeto.ru/>.
10. Каталог «Трансформаторы сухие» // Чебоксарский электрозавод Трансформатор: официальный сайт. – 2010. – URL: <https://cheb-transformator.com/>.
11. Каталог «Трансформаторы тока и напряжения» // ОАО Свердловский завод: официальный сайт. – 2010. – URL: <http://www.cztt.ru/main.html>.
12. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
13. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7: дата введения 13 декабря 2006. – Новосибирск: Норматика. 2018. – 462 с.
14. Российская Федерация. Постановление № 986. О классификации гидротехнических сооружений: введено 02.11.2013. – Москва: Правительство Российской Федерации. – 10 с.
15. Сайт компании «Экра»: официальный сайт. – 2007. – URL: <https://ekra.ru/>.
16. СП 38.13330.2012. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 02.06.2004: дата введения 2013-01-01. – Москва: Министерство регионального развития Российской Федерации, 2012. – 110 с.
17. СТО РусГидро 01.01.78-2012. Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования: дата введения 2002-12-27. – Москва: ОАО «РусГидро», 2012 – 288с.
18. СТО 17230282.27.140.022-2008. Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования: дата введения 2008-10-30. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 - 42с.
19. СТО 17330282.27.140.020-2008. Системы питания собственных нужд ГЭС. Условия создания, нормы и требования: дата введения 2008-07-30. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
20. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта: дата введения 2007-12-06. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007. – 20 с.
21. СТО 56947007-29.240.014-2008. Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанции 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6,10-750кВ: дата введения 2008-04-18. – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2008. – 12 с.

22. СТО 56947007-29.240.10.249-2017. Правила оформления принципиальных электрических схем подстанций: дата введения 2017-09-28. – Москва: ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 19 с.

23. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрических распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. Типовые решения: дата введения 2007-12-20. – Москва: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007. – 131 с.

24. Чернобровов Н.В. Релейная защита: учебное пособие / Н. В. Чернобровов. – Москва: Издательство «Энергия», 1974. – 675 с.

25. Щавелев Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие / Д. С. Щавелев. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 331 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Анализ исходных данных

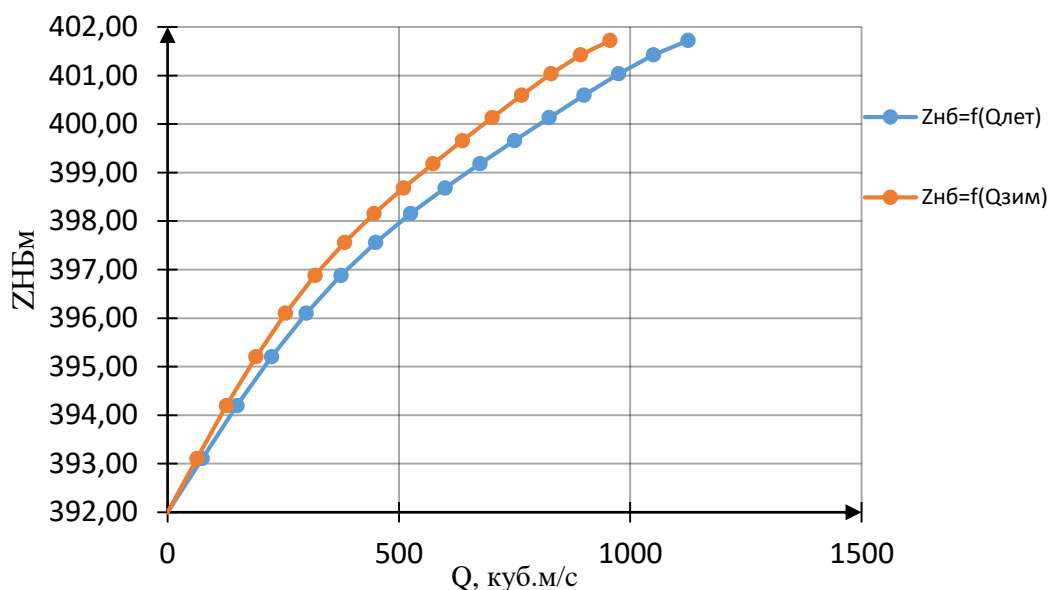


Рисунок А.1 – Кривая связи уровней нижнего бьефа от летних и зимних расходов

Таблица А.2 – Расчетный гидрологический ряд наблюдений реки Ток в створе Владимирской ГЭС с 1938 по 1978 год

№п/п	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
1	1938	17	14	15	61	212	176	168	28	18	22	22	11	64
2	1939	6	5	5	58	387	169	236	43	37	62	32	15	88
3	1940	10	7	8	149	189	215	252	54	27	34	17	12	81
4	1941	10	10	8	16	300	313	319	36	26	28	24	15	92
5	1942	12	8	6	38	648	326	152	28	27	80	55	24	117
6	1943	19	13	11	73	156	143	158	64	43	52	63	23	68
7	1944	17	16	13	91	556	184	182	129	77	72	59	29	119
8	1945	20	17	16	36	526	211	126	280	217	182	85	57	148
9	1946	43	30	25	89	1250	289	211	88	39	48	47	26	182
10	1947	23	21	17	93	300	351	283	40	48	83	38	26	110
11	1948	17	16	15	45	184	199	141	69	119	75	46	23	79
12	1949	17	15	14	87	415	336	219	31	34	32	21	17	103
13	1950	16	16	16	90	495	415	295	85	88	74	63	30	140
14	1951	23	21	21	315	329	193	172	79	200	86	75	41	130
15	1952	25	22	37	183	343	219	264	57	44	42	32	20	107
16	1953	17	13	11	37	283	224	259	36	51	50	26	19	86
17	1954	16	16	16	76	404	372	410	54	48	45	32	21	126
18	1955	19	13	12	236	322	260	138	68	88	63	38	18	106
19	1956	8	7	9	60	215	169	134	113	103	76	85	37	85
20	1957	24	24	24	205	420	259	134	81	47	50	33	19	110
21	1958	18	11	10	122	477	504	627	445	178	104	52	27	215

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.2

№п/ п	Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Ср. год
22	1959	27	25	24	243	758	648	227	116	223	83	61	36	206
23	1960	21	17	15	104	453	390	487	397	126	93	77	39	185
24	1961	30	20	21	182	380	586	309	101	43	96	65	35	156
25	1962	26	17	20	126	424	295	205	105	48	89	56	38	121
26	1963	21	16	19	143	577	632	181	60	43	36	26	18	148
27	1964	14	14	17	63	166	156	106	56	52	51	29	20	62
28	1965	16	15	15	73	343	163	90	66	39	26	20	14	73
29	1966	6	6	7	59	130	128	141	58	50	56	40	23	55
30	1967	13	10	15	64	344	489	389	218	320	343	144	68	201
31	1968	35	24	23	31	937	385	321	157	205	194	123	60	208
32	1969	39	26	25	167	733	241	175	99	163	96	50	37	154
33	1970	33	26	24	75	392	327	257	70	92	136	80	42	129
34	1971	30	26	25	137	266	176	217	95	47	54	51	37	97
35	1972	28	25	24	161	436	221	212	111	150	164	81	47	138
36	1973	33	24	27	53	278	201	229	82	110	64	158	56	110
37	1974	32	25	27	111	687	334	199	145	60	68	35	30	146
38	1975	25	18	20	168	456	358	342	138	230	283	90	51	182
39	1976	29	27	30	84	413	334	411	91	173	282	68	32	165
40	1977	27	24	22	98	159	133	140	115	100	70	33	21	78
41	1978	23	22	23	48	254	218	259	57	50	53	36	23	89

Таблица А.3 – Данные для вычисления кривой обеспеченности средних максимальных расходов реки

Годы	Q, м3/сек	№ п/п	Годы	Q ^{куб. м} с	K = $\frac{Q}{Q_{ср}}$	K-1	(K-1) ²	(K-1) ³	P, %
1938	64	1	1958	215	1,74	0,74	0,559	0,418	1,691
1939	88	2	1968	208	1,69	0,69	0,478	0,330	4,106
1940	81	3	1959	206	1,67	0,67	0,455	0,307	6,522
1941	92	4	1967	201	1,63	0,63	0,402	0,255	8,937
1942	117	5	1960	185	1,50	0,50	0,254	0,128	11,353
1943	68	6	1975	182	1,48	0,48	0,230	0,110	13,768
1944	119	7	1946	182	1,48	0,48	0,230	0,110	16,184
1945	148	8	1976	165	1,34	0,34	0,117	0,040	18,599
1946	182	9	1961	156	1,26	0,26	0,072	0,019	21,014
1947	110	10	1969	154	1,25	0,25	0,064	0,016	23,430
1948	79	11	1963	148	1,20	0,20	0,041	0,008	25,845
1949	103	12	1945	148	1,20	0,20	0,041	0,008	28,261
1950	140	13	1974	146	1,18	0,18	0,035	0,007	30,676
1951	130	14	1950	140	1,13	0,13	0,019	0,003	33,092

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.3

Годы	Q, м3/сек	№ п/п	Годы	$Q \frac{\text{куб. м}}{\text{с}}$	$K = \frac{Q}{Q_{\text{ср}}}$	K-1	(K-1) ²	(K-1) ³	P, %
1952	107	15	1972	138	1,12	0,12	0,015	0,002	35,507
1953	87	16	1951	130	1,05	0,05	0,003	0,000	37,923
1954	126	17	1970	129	1,04	0,04	0,002	0,000	40,338
1955	106	18	1954	126	1,02	0,02	0,001	0,000	42,754
1956	85	19	1962	121	0,98	-0,01	0,000	0,000	45,169
1957	110	20	1944	119	0,96	-0,03	0,001	0,000	47,585
1958	215	21	1942	117	0,95	-0,04	0,002	0,000	50,000
1959	206	22	1957	110	0,90	-0,10	0,011	-0,001	52,415
1960	185	23	1947	110	0,90	-0,10	0,011	-0,001	54,831
1961	156	24	1973	110	0,90	-0,10	0,011	-0,001	57,246
1962	121	25	1952	107	0,87	-0,13	0,017	-0,002	59,662
1963	148	26	1955	106	0,86	-0,13	0,019	-0,003	62,077
1964	62	27	1949	103	0,83	-0,16	0,026	-0,004	64,493
1965	73	28	1971	97	0,78	-0,21	0,045	-0,009	66,908
1966	55	29	1941	92	0,74	-0,25	0,064	-0,016	69,324
1967	201	30	1978	89	0,72	-0,27	0,076	-0,021	71,739
1968	208	31	1939	88	0,71	-0,28	0,081	-0,023	74,155
1969	154	32	1953	87	0,70	-0,29	0,086	-0,025	76,570
1970	129	33	1956	85	0,69	-0,30	0,095	-0,029	78,986
1971	97	34	1940	81	0,65	-0,34	0,117	-0,040	81,401
1972	138	35	1948	79	0,64	-0,35	0,128	-0,046	83,816
1973	110	36	1977	78	0,63	-0,36	0,134	-0,049	86,232
1974	146	37	1965	73	0,60	-0,40	0,165	-0,067	88,647
1975	182	38	1943	68	0,55	-0,44	0,200	-0,089	91,063
1976	165	39	1938	64	0,52	-0,48	0,230	-0,110	93,478
1977	78	40	1964	62	0,50	-0,49	0,246	-0,122	95,894
1978	89	41	1966	55	0,44	-0,55	0,306	-0,169	98,309
Сумма				5060	41	0	5,090	0,933	

Окончание приложения А

Таблица А.4 – Данные для построения теоретической кривой обеспеченности среднемноголетних максимальных расходов реки

p%	1	3	5	10	20	50	75	95	97	99	99,9
φ	2,7	2,09	1,78	1,32	0,8	-0,09	-0,72	-1,48	-1,65	-1,93	-2,35
$M_S = \varphi * C_V$	0,95	0,73	0,62	0,46	0,28	-0,03	-0,25	-0,52	-0,58	-0,68	-0,82
$K_S = M_S + 1$	1,95	1,73	1,62	1,46	1,28	0,97	0,75	0,48	0,42	0,32	0,18
$Q = K_S Q_{срмз} / сек$	239,2	213,0	199,6	179,8	157,4	119,1	92,0	59,3	52,0	39,9	21,8

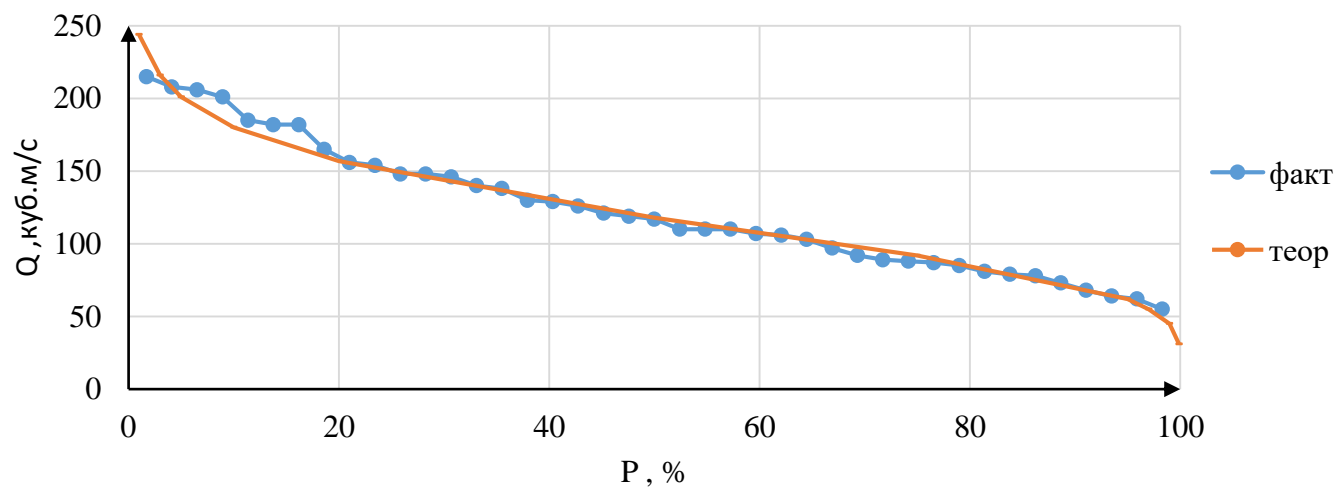


Рисунок А.1 – Теоретическая и фактическая кривые обеспеченности средних максимальных расходов реки Ток

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Водно – энергетические расчёты

Таблица Б.1 – Суточный график нагрузки и ИКН для зимнего периода

Время	Р,МВт	Рранж,МВт	ΔР,МВт	ΔЭ,млн кВт*ч	Рк-та МВт	Эк-та, кВт*ч
1	346	724	18	0,018	18	0,018
2	336	706	17	0,034	35	0,052
3	323	689	11	0,033	46	0,085
4	323	678	8	0,032	54	0,117
5	336	670	18	0,09	72	0,207
6	373	652	2	0,012	74	0,219
7	473	650	36	0,252	110	0,471
8	592	614	18	0,144	128	0,615
9	670	596	4	0,036	132	0,651
10	650	592	6	0,06	138	0,711
11	596	586	3	0,033	141	0,744
12	560	583	0	0	141	0,744
13	567	583	16	0,208	157	0,952
14	614	567	7	0,098	164	1,05
15	586	560	87	1,305	251	2,355
16	583	473	0	0	251	2,355
17	706	473	55	0,935	306	3,29
18	724	418	45	0,81	351	4,1
19	689	373	27	0,513	378	4,613
20	678	346	10	0,2	388	4,813
21	652	336	0	0	388	4,813
22	583	336	13	0,286	401	5,099
23	473	323	0	0	401	5,099
24	418	323	323	7,752	724	12,851

Продолжение приложения Б

Таблица Б.2 – Суточный график нагрузки и ИКН для летнего периода

Время	Р,МВт	Рранж,МВт	ΔР,МВт	ΔЭ,млн кВт*ч	Рк-та МВт	Эк-та, кВт*ч
1	252	446	10,00	0,01	10,0	0,010
2	238	436	13,00	0,03	23,0	0,036
3	231	423	5,00	0,02	28,0	0,051
4	231	418	0,00	0,00	28,0	0,051
5	240	418	10,00	0,05	38,0	0,101
6	296	408	3,00	0,02	41,0	0,119
7	353	405	1,00	0,01	42,0	0,126
8	374	404	5,00	0,04	47,0	0,166
9	436	399	5,00	0,05	52,0	0,211
10	446	394	4,00	0,04	56,0	0,251
11	418	390	4,00	0,04	60,0	0,295
12	394	386	5,00	0,06	65,0	0,355
13	404	381	7,00	0,09	72,0	0,446
14	423	374	16,00	0,22	88,0	0,670
15	405	358	5,00	0,08	93,0	0,745
16	381	353	2,00	0,03	95,0	0,777
17	408	351	55,00	0,94	150,0	1,712
18	399	296	24,00	0,43	174,0	2,144
19	386	272	20,00	0,38	194,0	2,524
20	390	252	12,00	0,24	206,0	2,764
21	351	240	2,00	0,04	208,0	2,806
22	418	238	7,00	0,15	215,0	2,960
23	358	231	0,00	0,00	215,0	2,960
24	272	231	231,00	5,54	446,0	8,504

Продолжение приложения Б

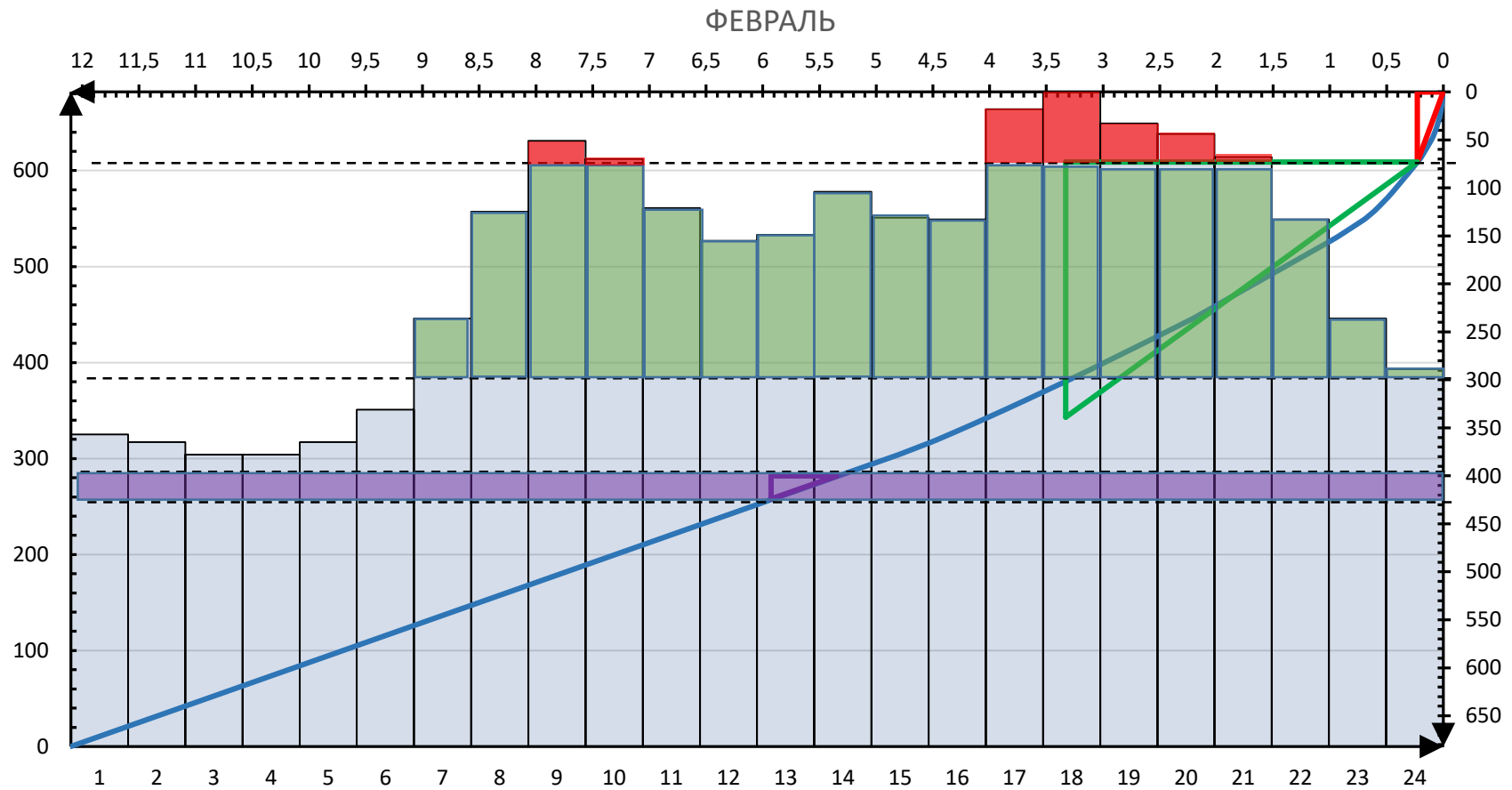


Рисунок Б.1 – Суточный график нагрузки февраля, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

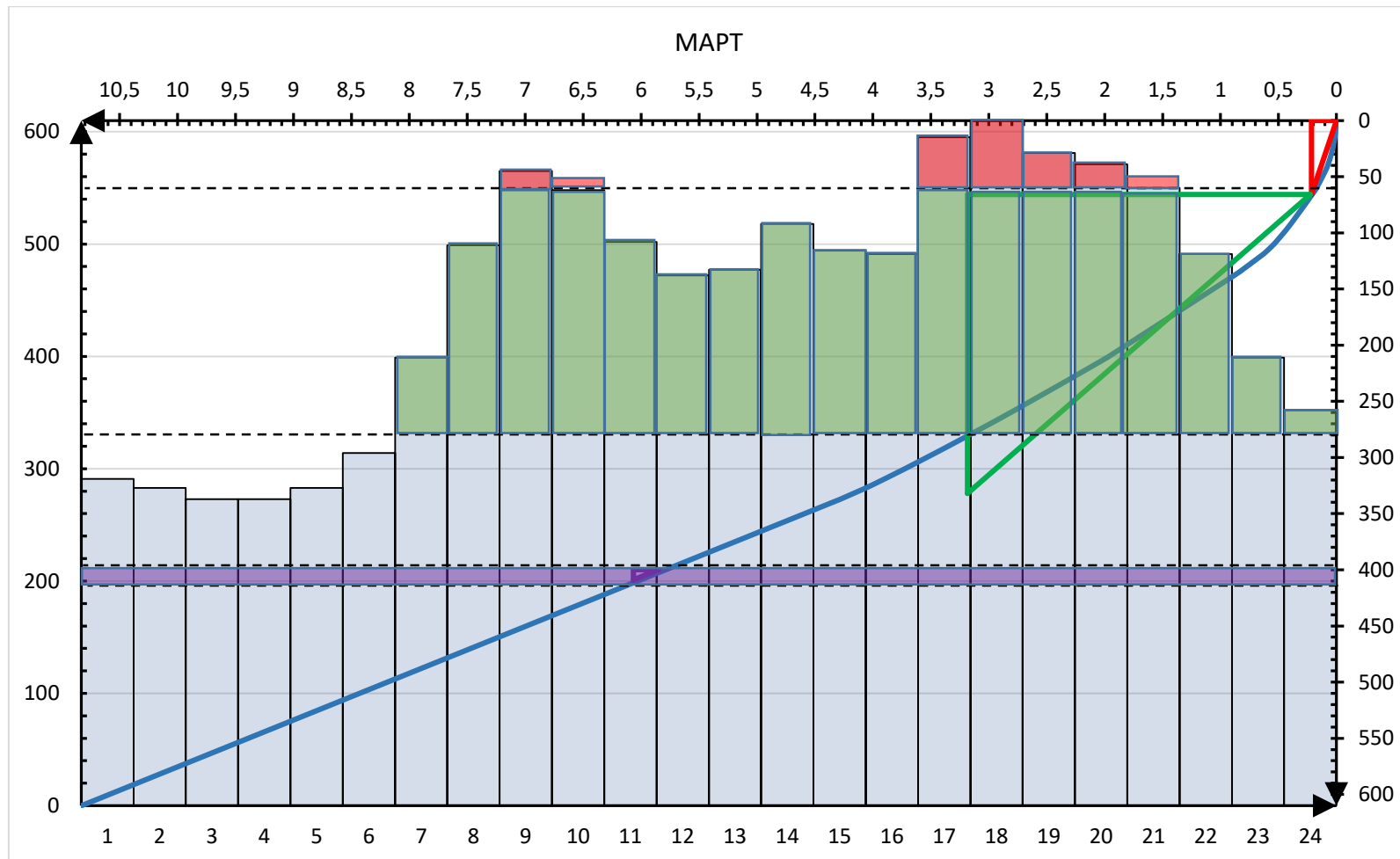


Рисунок Б.2 – Суточный график нагрузки марта, совмещенный с ИКН

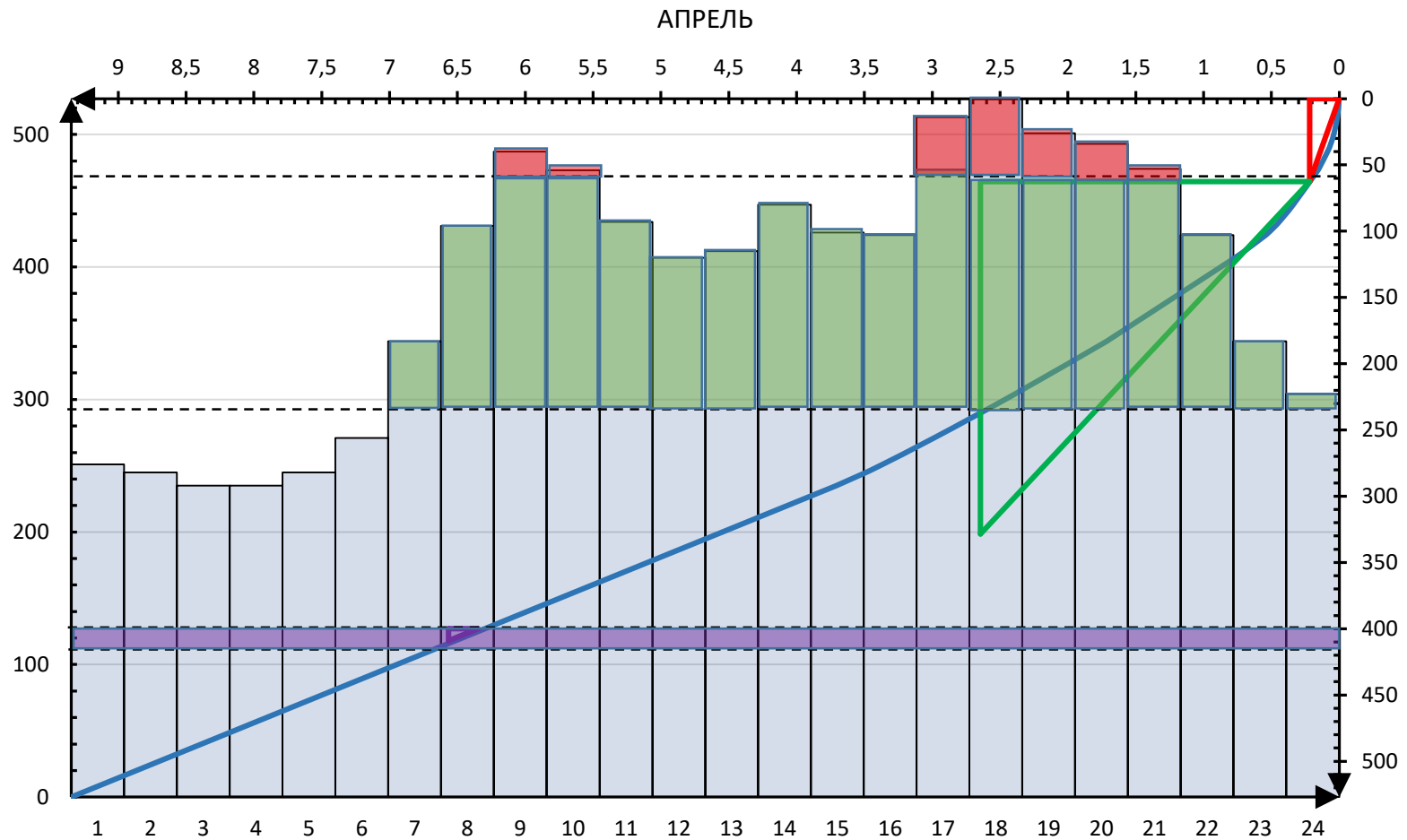


Рисунок Б.3 – Суточный график нагрузки апрель, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

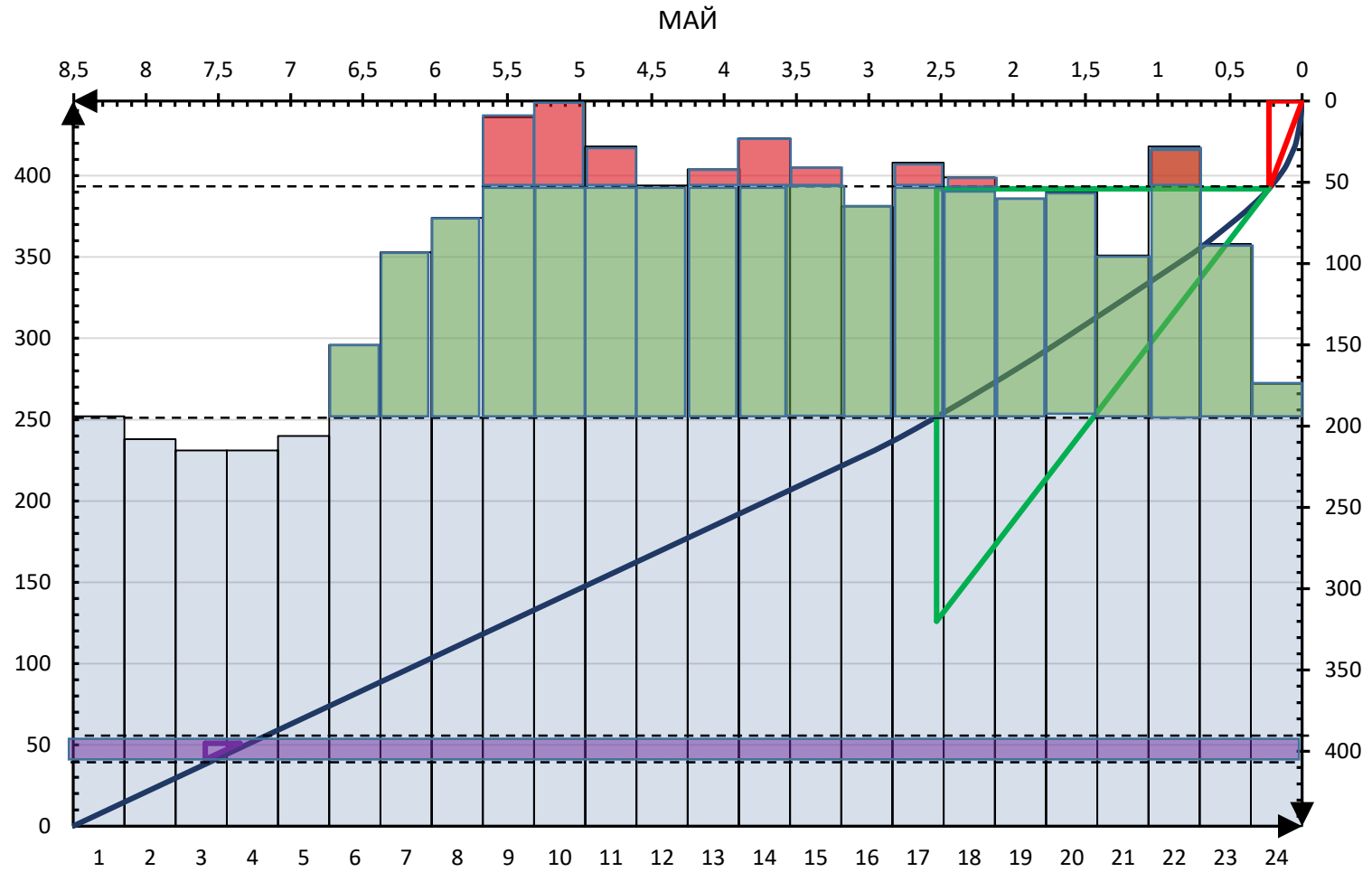


Рисунок Б.4 – Суточный график нагрузки мая, совмещенный с ИКН

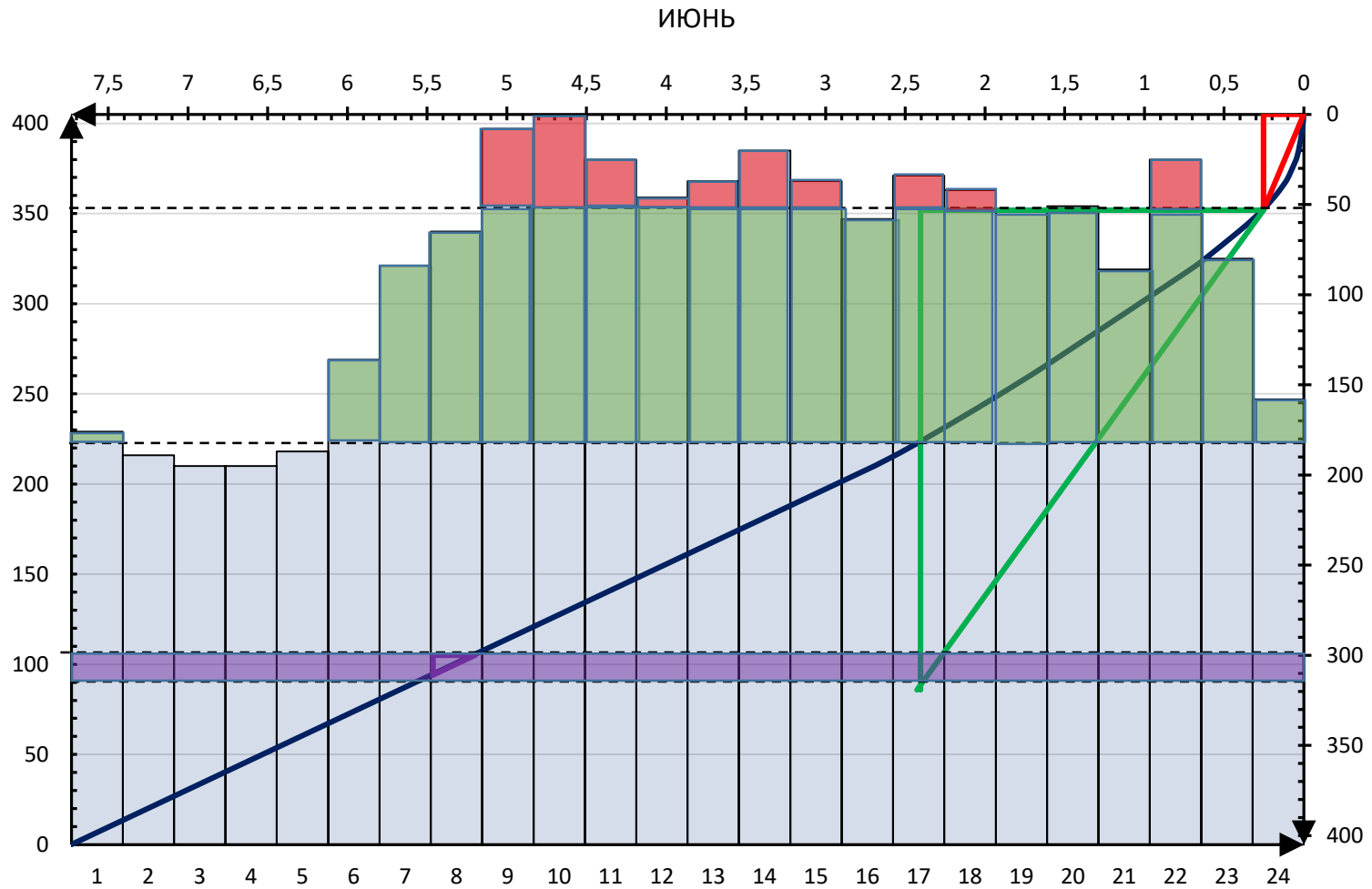


Рисунок Б.5 – Суточный график нагрузки июня, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

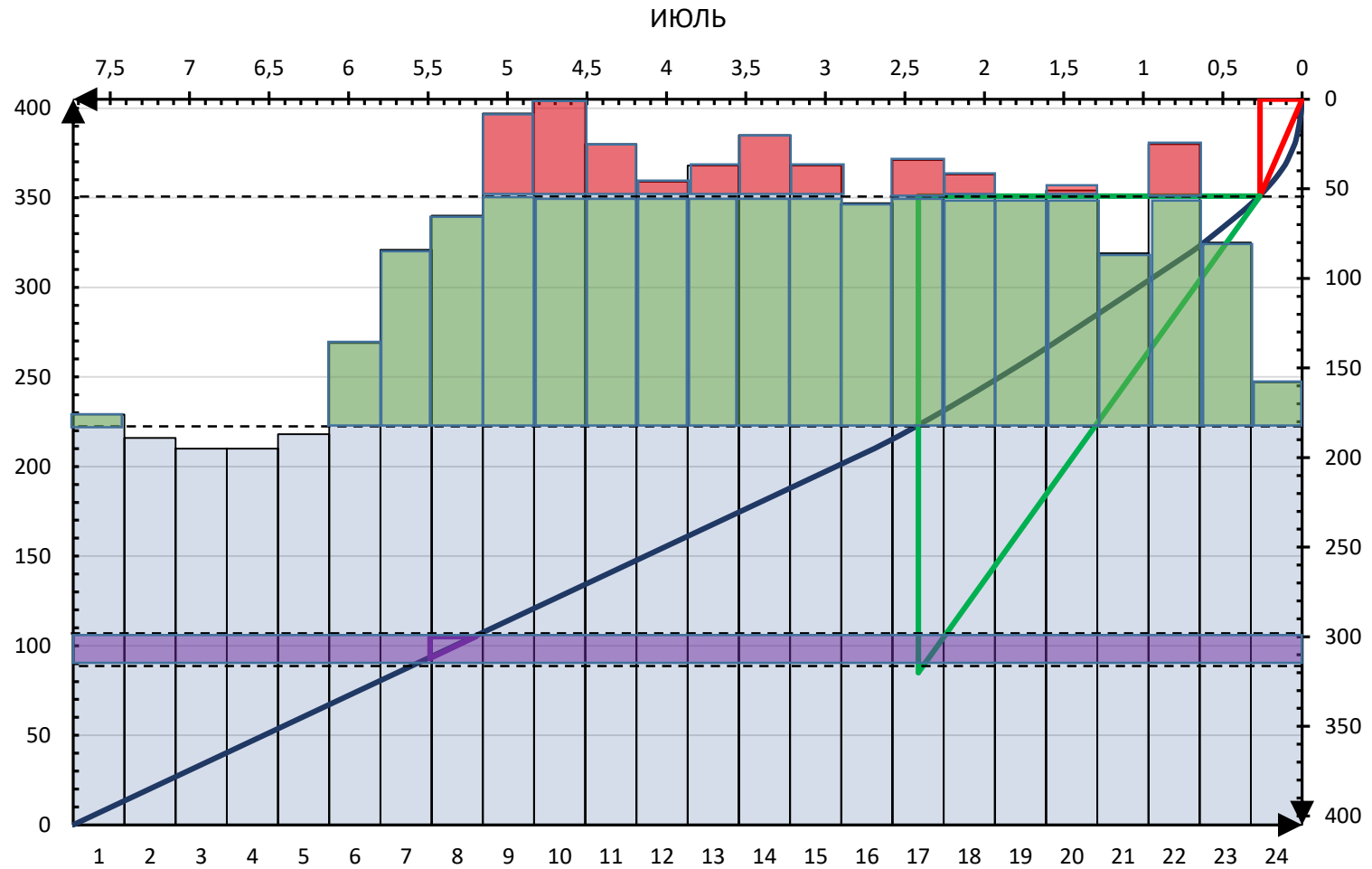


Рисунок Б.6 – Суточный график нагрузки июля, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

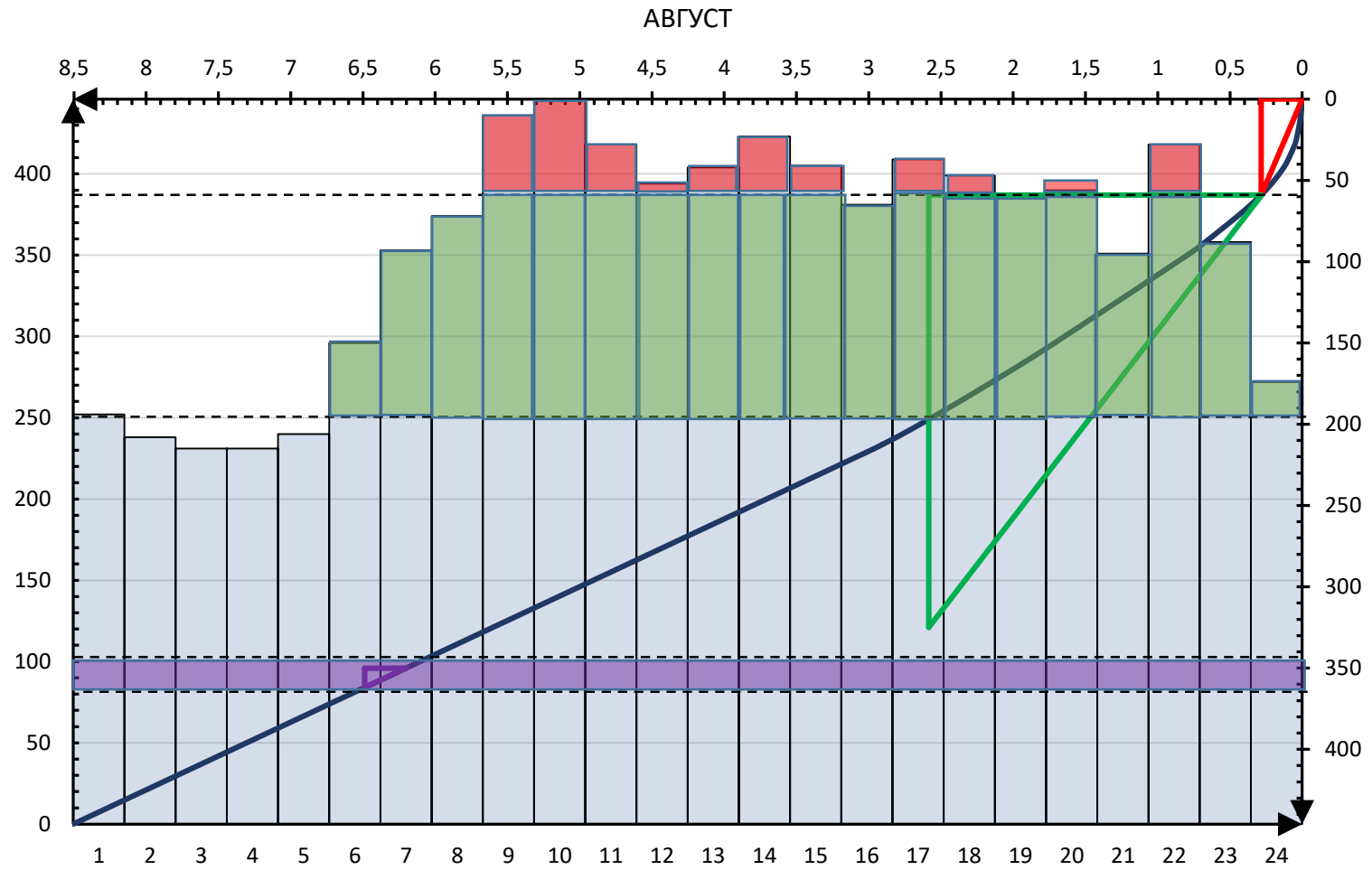


Рисунок Б.7 – Суточный график нагрузки августа, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

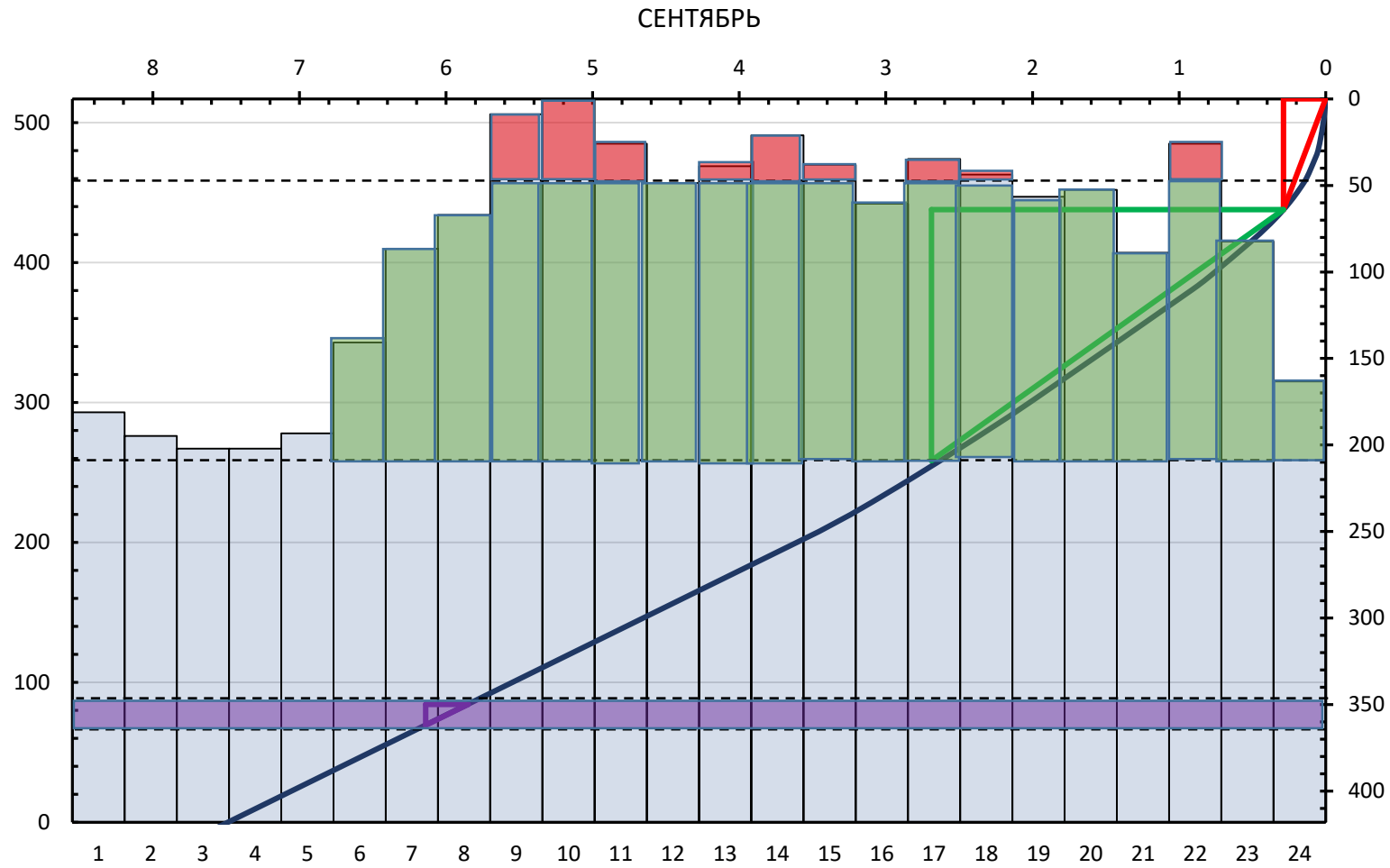


Рисунок Б.8 – Суточный график нагрузки сентября, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

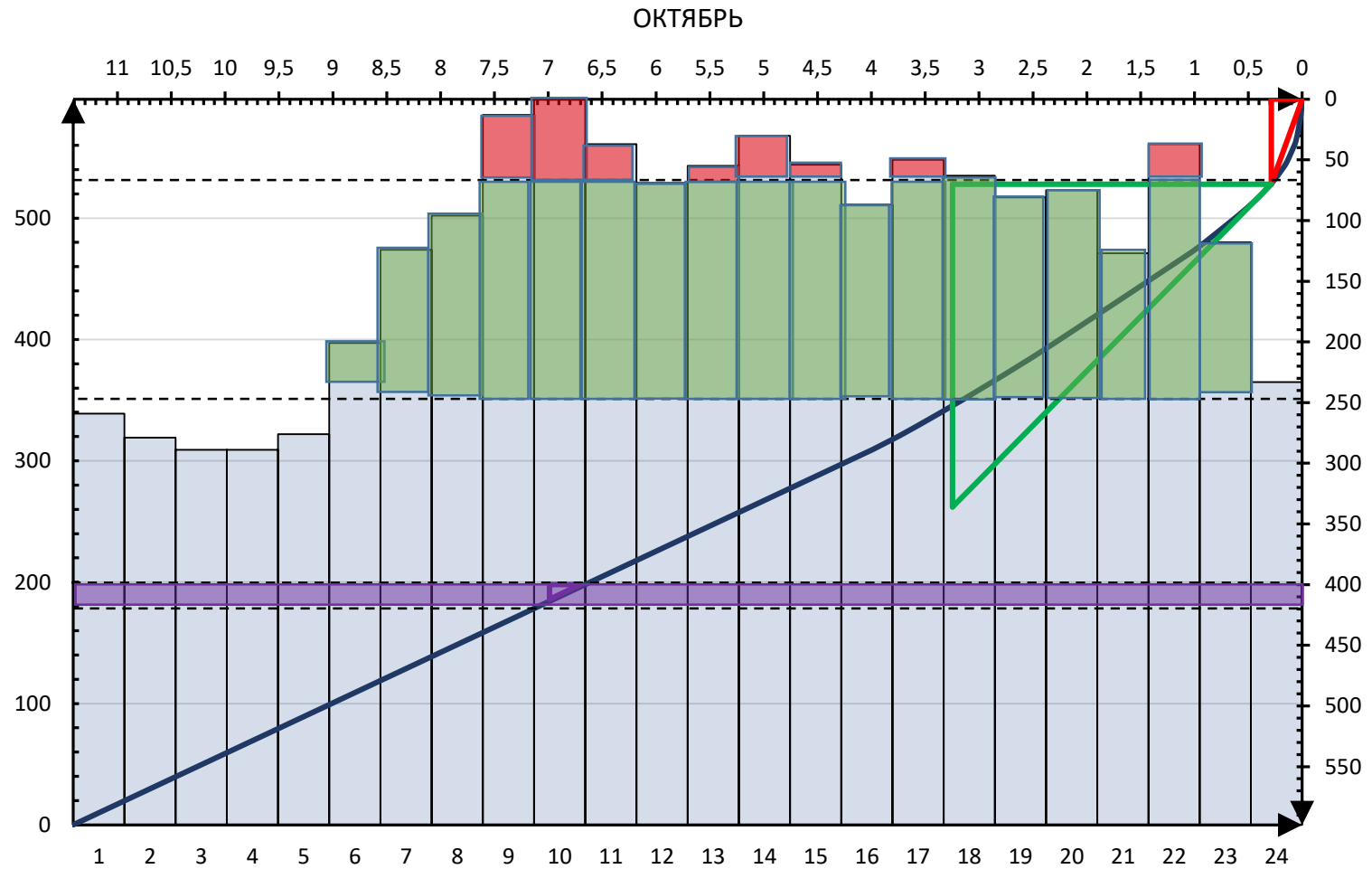


Рисунок Б.9 – Суточный график нагрузки октября, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

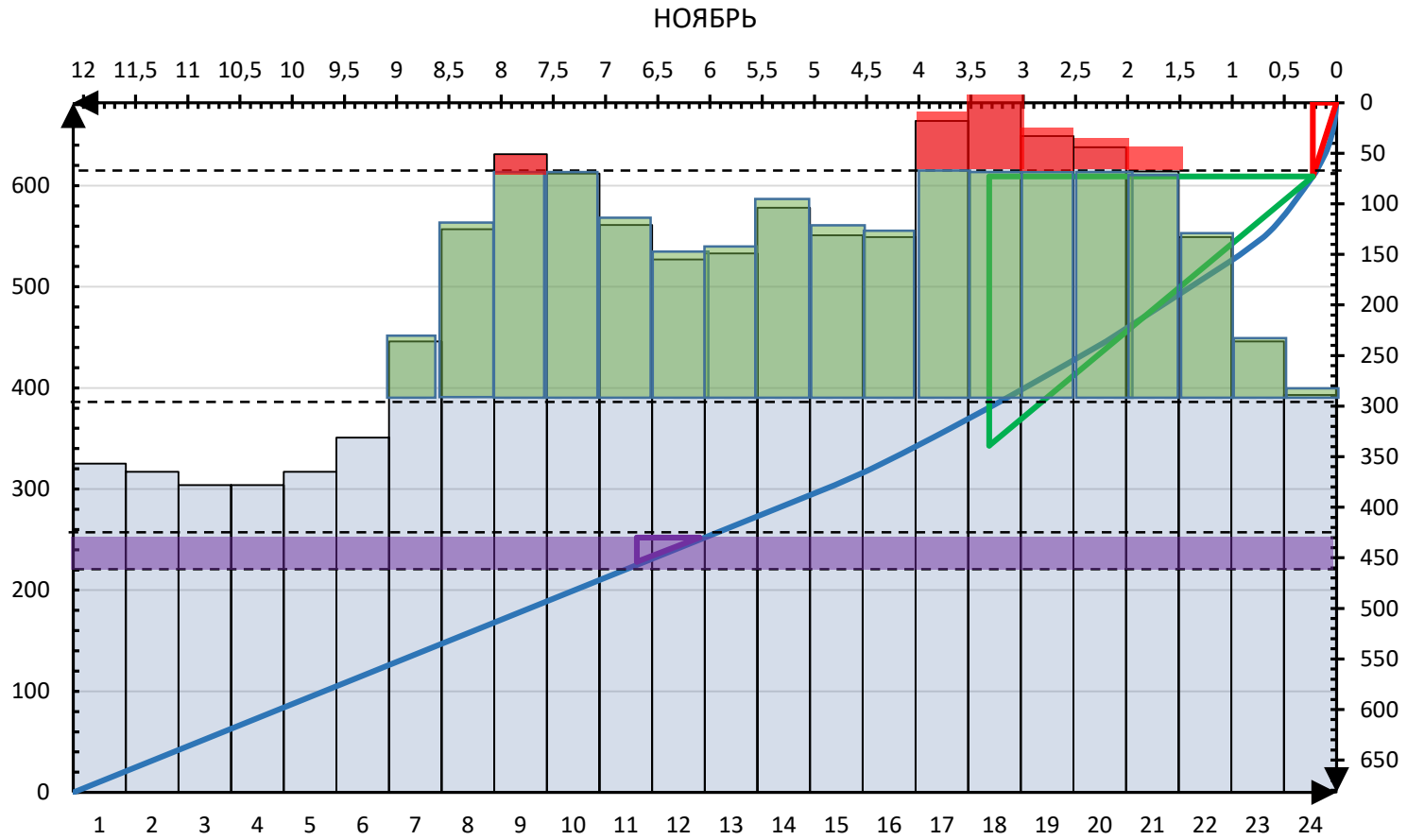


Рисунок Б.10 – Суточный график нагрузки ноября, совмещенный с ИКН

Продолжение приложения Б

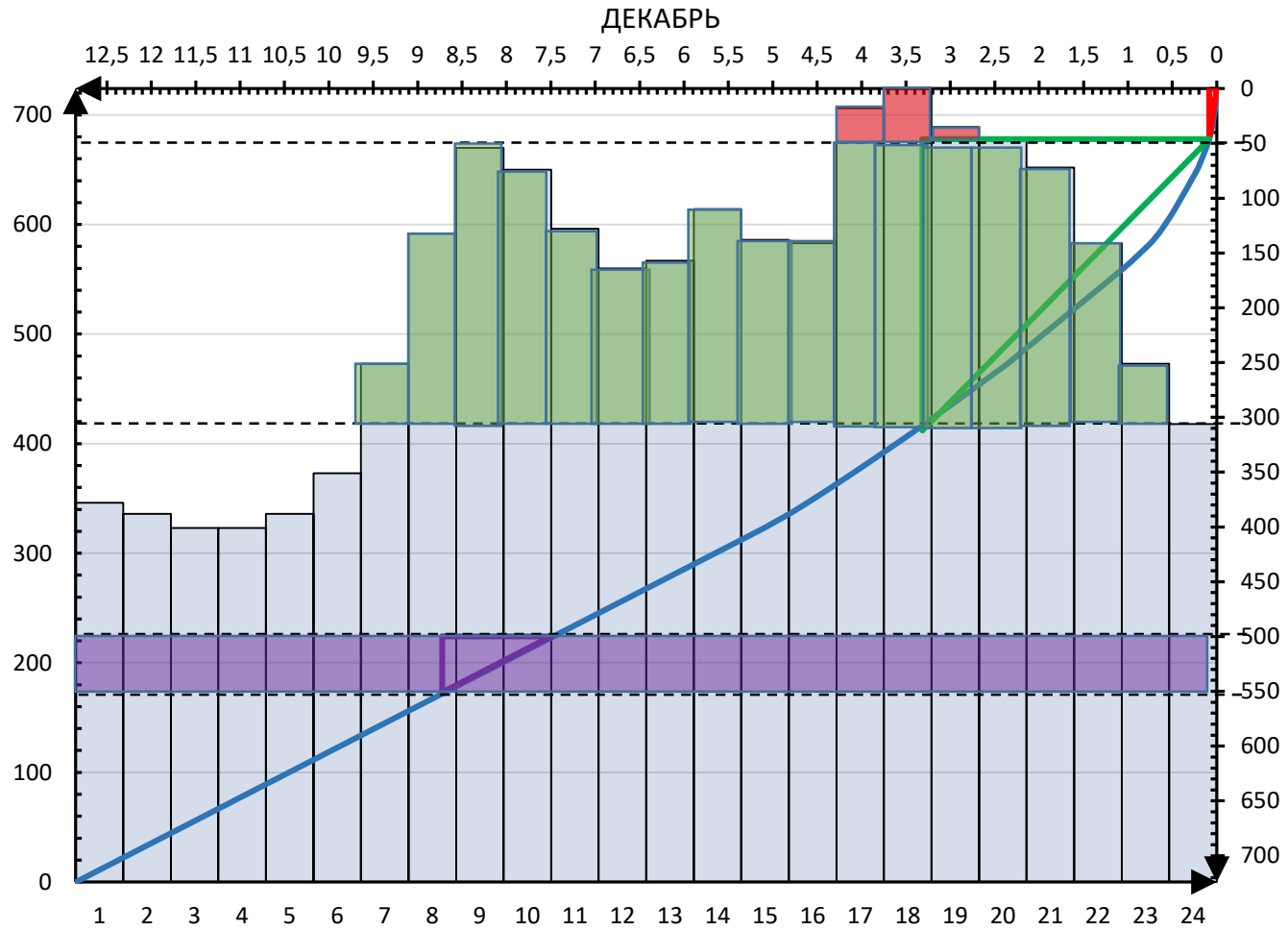


Рисунок Б.11 – Суточный график нагрузки декабря, совмещенный с ИКН

Окончание приложения Б

Таблица Б.14 – Расчеты для построения баланса мощности энергосистемы

Месяцы	Энергосистема, МВт			Существующие ГЭС, МВт			Проектируемая ГЭС, МВт			Существующие ТЭС, МВт			
	Р _{мах}	Р _{ав}	Р _{нг}	Н _{раб}	Н _{нагр}	Н _{рем}	Н _{раб}	Н _{нагр}	Н _{рем}	Н _{раб}	Н _{нагр}	Н _{рем}	Навар
1	719	72	22	260	16	0	103	6	0	356	0	0	72
2	677	68	20	220	14	0	101	6	0	356	0	0	68
3	606	61	18	215	13	0	75	5	0	316	0	0	61
4	523	52	16	174	11	0	72	5	0	277	0	0	52
5	452	45	14	139	10	0	64	4	0	249	0	0	45
6	411	41	12	140	8	0	65	4	0	206	0	30	41
7	411	41	12	138	8	0	67	4	0	206	0	30	41
8	451	45	14	138	9	0	72	5	0	241	0	0	45
9	523	52	16	145	10	0	79	6	0	299	0	0	52
10	605	61	18	183	12	31	82	6	12	340	0	0	61
11	677	68	20	220	14	0	101	6	0	356	0	0	68
12	719	72	22	260	16	0	103	6	0	356	0	0	72

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Основное и вспомогательное оборудование

Таблица В.1 – Расчет режимного поля

Напорные характеристики					Линия ограничения по установленной мощности	Линия огр по ГЭС		Линия ограничения по минимальному расходу		
Q	Zнб	H нпу	H умо	H расчёт	H	Q	H	Q	H	Q
0	391,99	57,91	43,64	51,51	60	207	47,3	263	58	25
10	392,17	57,73	43,46	51,33	59	211	47	262	43	25
40	392,69	57,21	42,94	50,81	58	215	46	259		
60	393,04	56,86	42,59	50,46	57	218	45	257		
80	393,39	56,51	42,24	50,11	56	222	44	254		
100	393,73	56,17	41,90	49,77	55	226	43	251		
120	394,07	55,83	41,56	49,43	54	230	42	248		
140	394,40	55,50	41,23	49,10	53	235	41	245		
160	394,72	55,18	40,91	48,78	52	239	40	242		
180	395,03	54,87	40,60	48,47	51	244	39	239		
200	395,33	54,57	40,30	48,17	50	249	38	236		
220	395,62	54,28	40,01	47,88	49	254	37	233		
240	395,90	54,00	39,73	47,60	48	259	36	229		
260	396,17	53,73	39,46	47,33	47,3	263	35	226		
280	396,42	53,48	39,21	47,08			34	223		
300	396,66	53,24	38,97	46,84			33	220		
320	396,90	53,00	38,73	46,60			32	216		

Продолжение приложения В

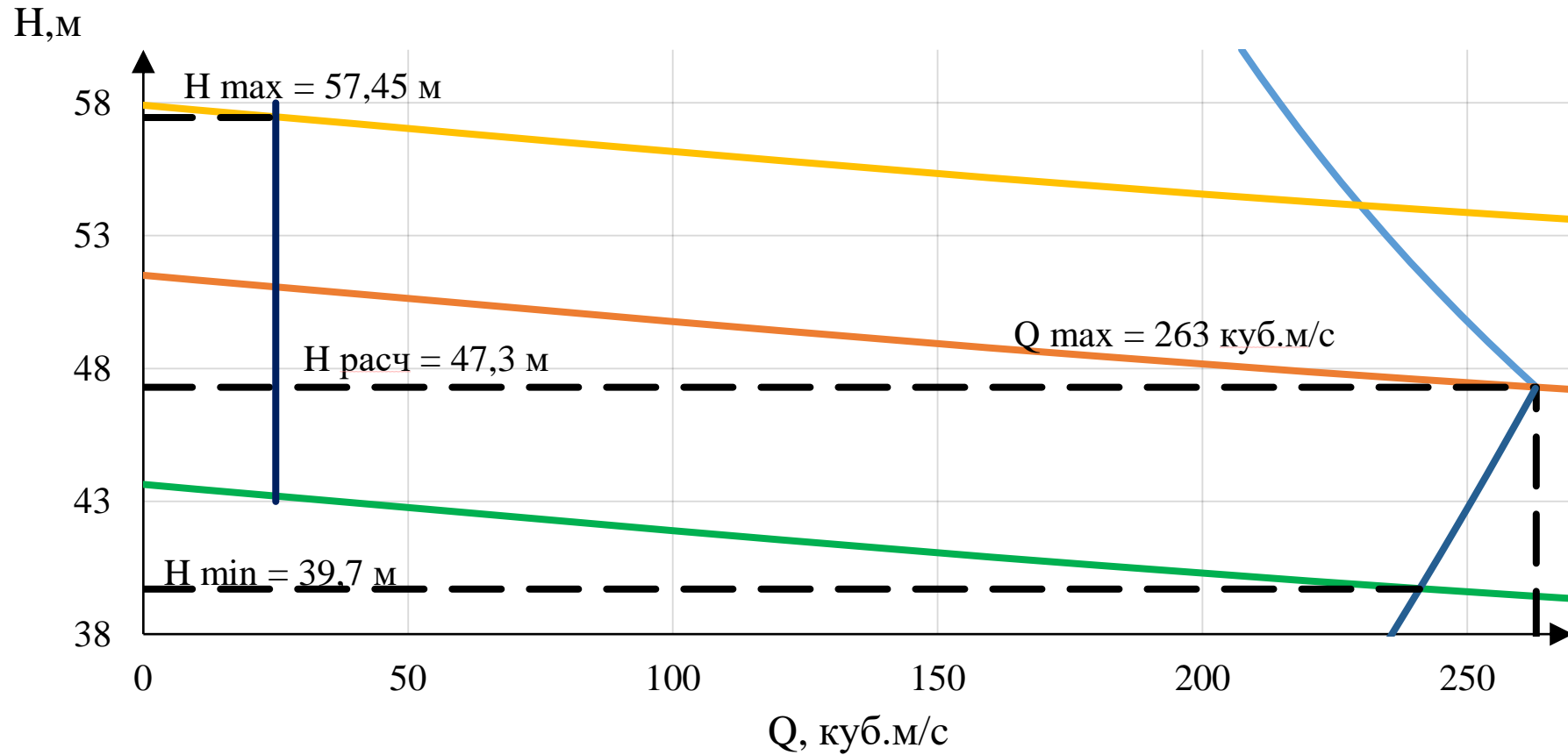
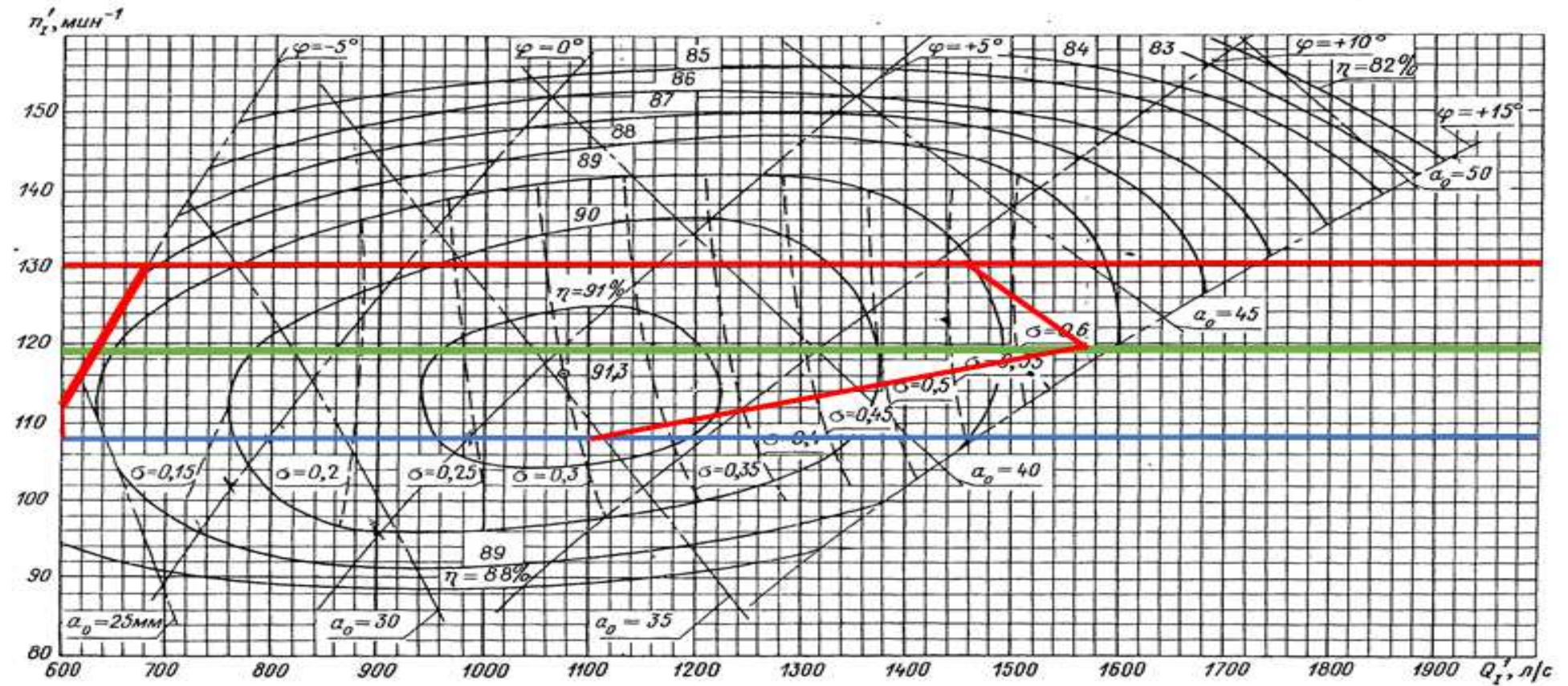


Рисунок В.1 – Режимное поле Владимирской ГЭС

Продолжение приложения В

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 60/1075у-В-46
№ 2512 ХТЗ

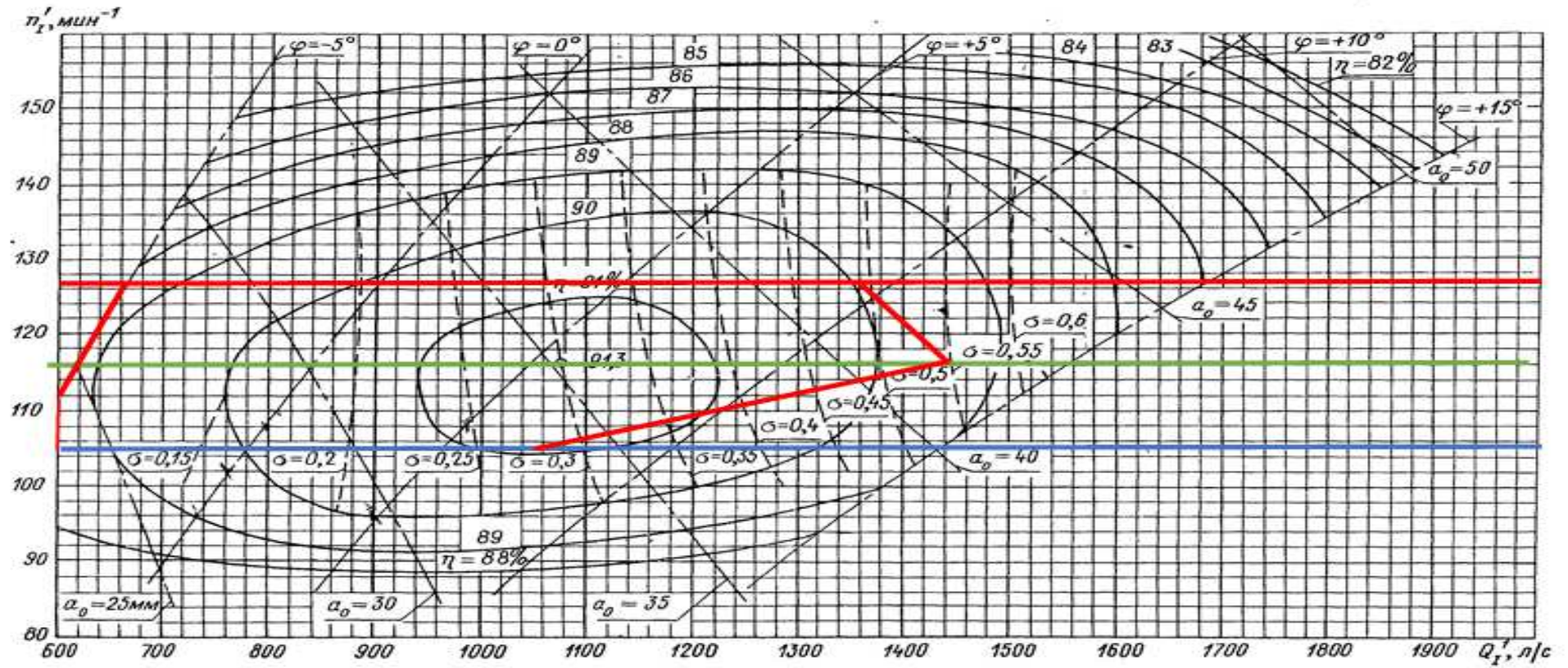


Испытания проведены при напоре гидротурбины от 10 до 12 м и $t = 20^\circ\text{C}$
Часть - 97

Рисунок В.2 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ60а-В-280

Продолжение приложения В

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 60/1075у-В-46
№ 2512 ХТЗ



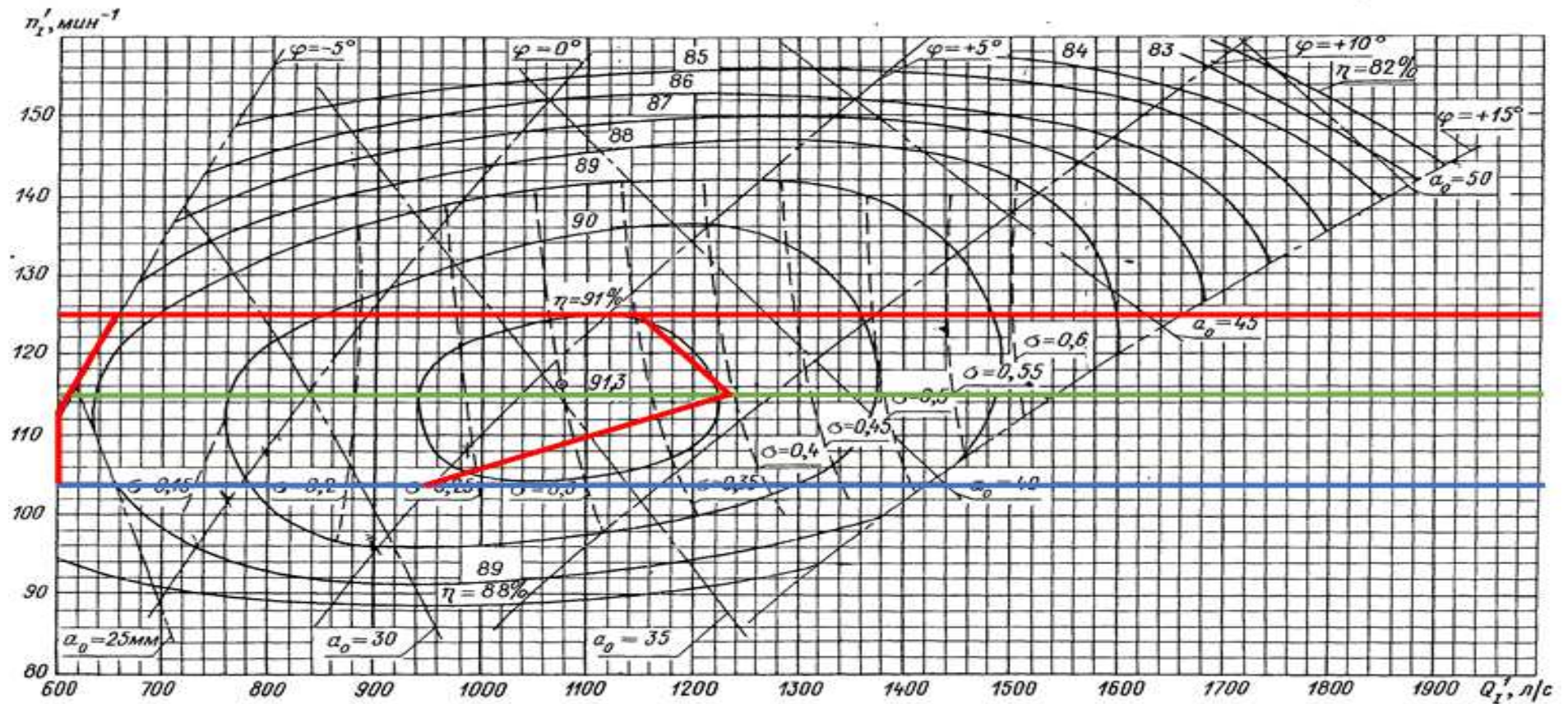
Испытания проведены при напоре гидротурбины от 10 до 12 м и $t = 20^\circ\text{C}$

Черт. 27

Рисунок В.3 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ60а-В-355

Продолжение приложения В

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 60/1075у-В-46
№ 2512 ХТЗ



Испытания проведены при напоре гидротурбины от 10 до 12 м и $t = 20^\circ\text{C}$.

Черт. 27

Рисунок В.4 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ60а-В-375

Продолжение приложения В

Универсальная характеристика гидротурбины ПЛ 60/1075у-В-46
№ 2512 ХТЗ

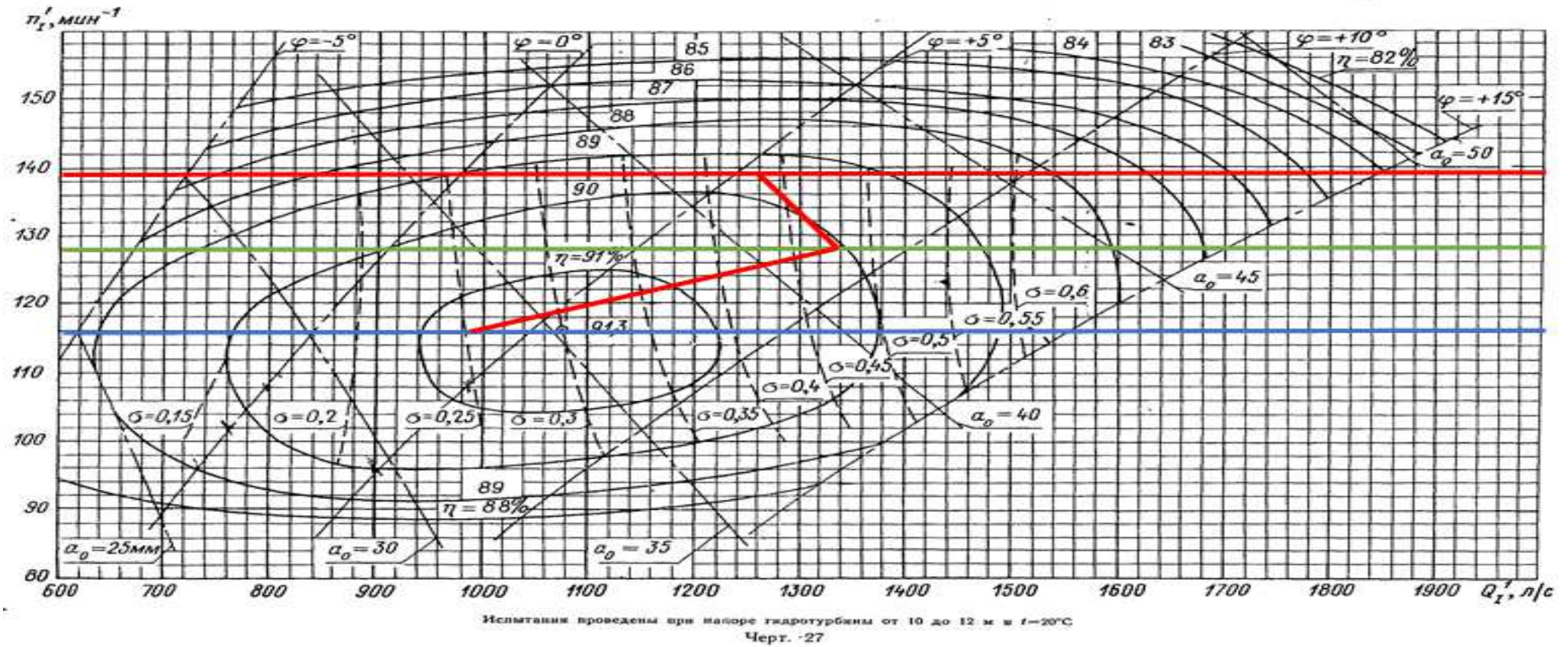


Рисунок В.5 – Рабочая зона гидротурбины ПЛ30а-В-300

Продолжение приложения В

Универсальная характеристика гидротурбины РО 75/841а-В-46
№ 2625 ЛМЗ

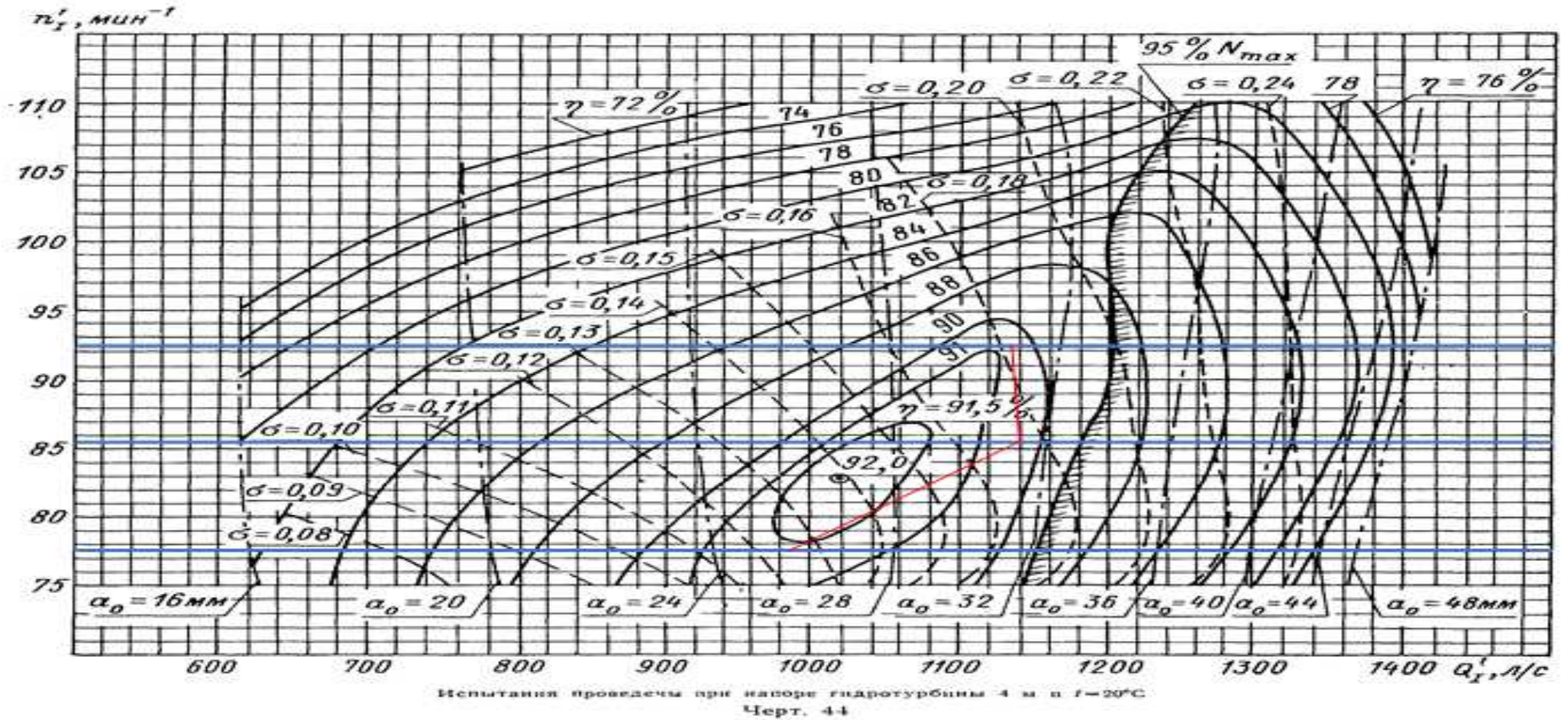


Рисунок В.6 – Рабочая зона гидротурбины РО75-В-400

Продолжение приложения В

Универсальная характеристика гидротурбины РО 75/841а-В-46
№ 2625 ЛМЗ

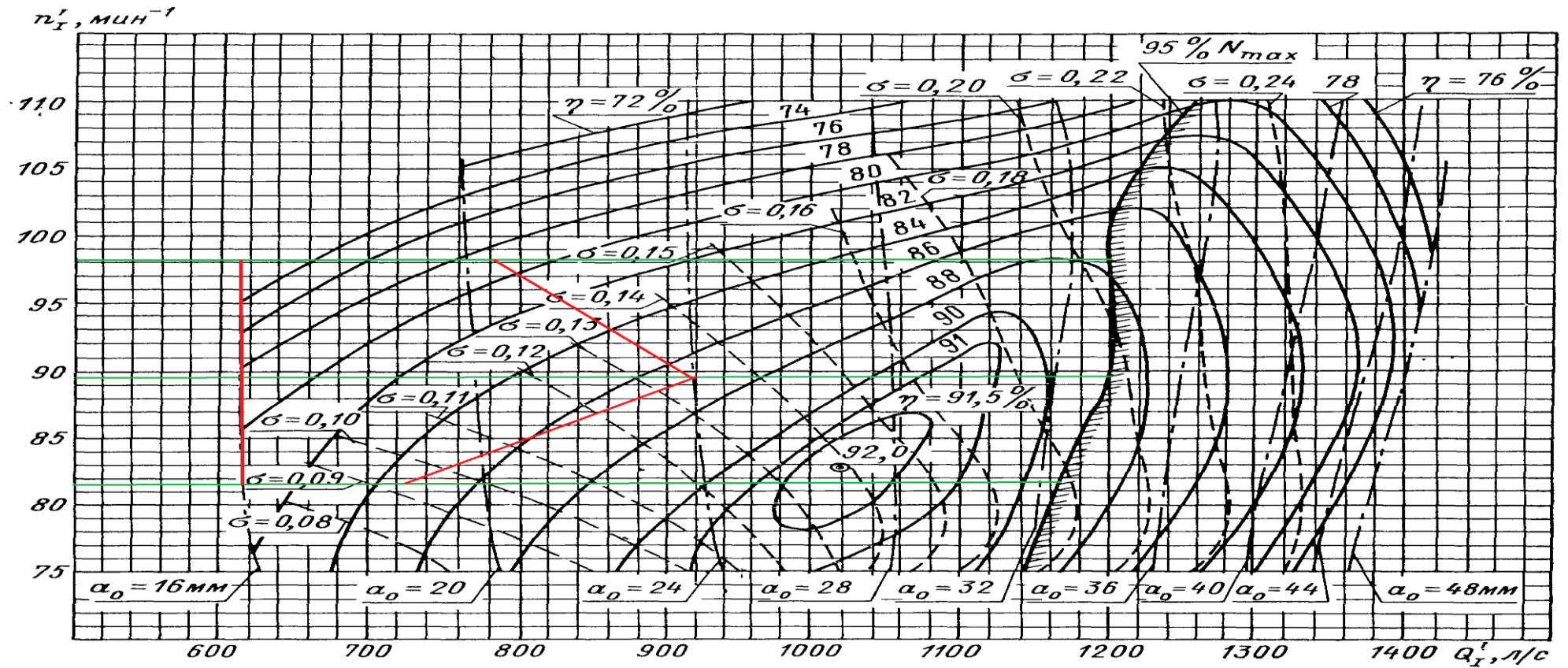
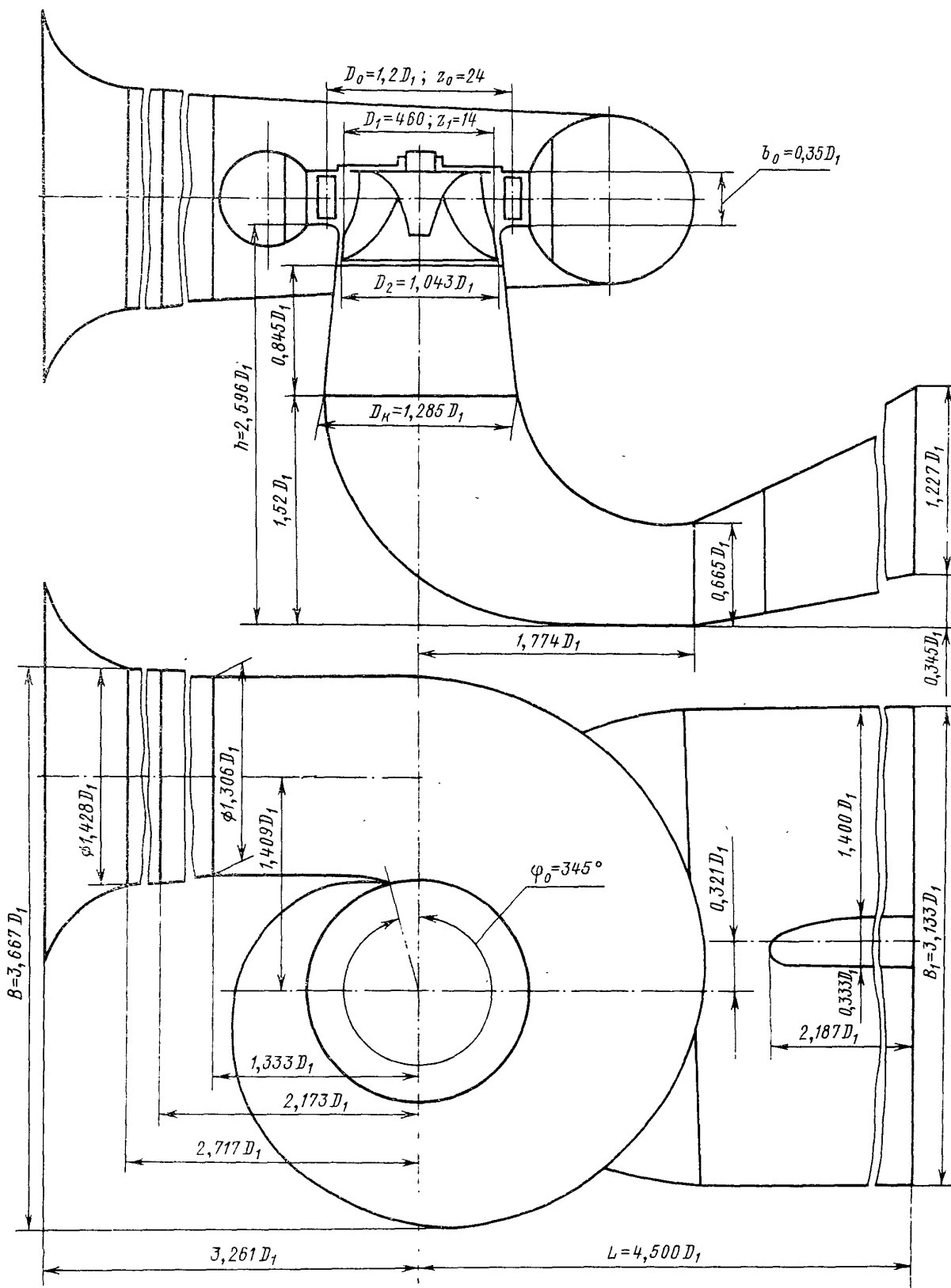


Рисунок В.7 – Рабочая зона гидротурбины РО75-В-315

Окончание приложения В

Проточная часть модели гидротурбины РО 75/841а-В-46 (к универсальной характеристике № 2625 ЛМЗ)



Черт. 43

Рисунок В.8 – Проточная часть модели гидротурбины РО75-В

РИЛОЖЕНИЕ Г
Таблица уставок и матрица отключений

Таблица Г.1 – Уставки защит

Защиты		Уставки			
Наименование	Обозначение	Наименование	Относительны е единицы	Именованны е единицы	
Защита выпрямительного трансформатора ТЕ	I>TE	МТЗ I _{ср.з2}	1,62 · I _Н	1,49	
	I>>TE	ТО I _{ср.ТО}	23,41 · I _Н	21,54	
Диф. Защита продольная	IDG	Ток срабатывания, I _{ср.0}	0,38 · I _Н	1,69 А	
		Коэффициент торможения, K _T	0,5	-	
		Уставка начального торможения, I _{НТ}	0,76 · I _Н	3,356 А	
		Тормозной ток, В	1,5 · I _Н	6,625 А	
ЗЗГ	U ₀	t ₁	U _{01G}	-	10 В
		t ₂	U _{0G}	-	15 В
	U ₀₃	Коэффициент торможения, K _T	1,3	-	
ЗПН	U >	2 ступень	U _{ср2}	1,4 · U _Н	140 В
		1 ступень	U _{ср1}	1,2 · U _Н	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I ₂	СО	I _{2СИГН}	0,07 · I _Н	0,31 А
		ПО	I _{2ПУСК}	0,12 · I _Н	0,53 А
		ОТС I	I _{2с.з.}	0,8 · I _Н	3,56 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I ₁	СО	I _{СИГН}	1,07 · I _Н	4,77 А
		ПО	I _{1ПУСК}	1,10 · I _Н	4,9 А
		ОТС	I _{1ОТС}	1,22 · I _{НОМ.Р}	5,45 А
ДЗ	Z <	1 ступень	Z _I	0,085	1,1 Ом
		2 ступень	Z _{II}	0,48	6,23 Ом
Защита ротора от перегрузки	I _p	СО	I _{p СИГН.}	1,11 · I _{НОМ.Р}	0,61 А
		ПО	I _{p ПУСК.}	1,13 · I _{НОМ.Р}	0,62 А
		Отсечка	I _{p ПУСК.}	2,26 · I _{НОМ.Р}	1,24 А


Окончание приложения Г

Таблица Г.2 – Матрица отключений защит

Действие Защиты		Отключение В/Г	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-220 и В-ТСН	Предупредительный сигнал	
Наименование	Обозначение							
Защита выпрямительного трансформатора ТЕ	$I > TE$	+	+					
	$I >> TE$	+	+					
Диф. Защита продольная	$I \Delta G$	+	+	+	+			
ЗЗГ	U_0	t_1					+	
		t_2	+	+	+			
	U_{03}	t	+	+	+			
ЗПН	$U >$	1 степень t_1	+	+				
		2 степень 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 степень	t_1				+	
			t_2	+	+	+		
		2 степень	t_1					
			t_2				+	
			t_3	+	+			
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО					+	
		ИО		+	+			
		Отсечка		+	+			

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал
институт



Кафедра гидроэнергетики, гидроэлектростанции, электроэнергетических
систем и электрических сетей
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
 А.А.Ачитаев
подпись инициалы, фамилия
«16» 16.06.2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
код – наименование направления

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВЛАДИМИРСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТОК.
ИССЛЕДОВАНИЕ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В ТРАНСФОРМАТОРАХ
ТОКА
тема

Руководитель  И.И.Литвинов
подпись, дата ученая степень, ученое звание, инициалы, фамилия
должность, место работы
Выпускник  Ю.А.Зинькевич
подпись, дата инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2022

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Владимирской ГЭС на реке Ток. Исследование переходных процессов в трансформаторах тока»

Консультанты по разделам:

Водно-энергетические расчёты

Зайд 08.06.22 Е.Ю. Зайдеева
подпись, дата инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное оборудование

АВ 14.06.22 А.В. Мухоменова
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

АМ 9.06.22 А.Т. Мухомов
подпись, дата инициалы, фамилия

Релейная защита и автоматика

Варна 10.06.22 М.С. Варнахин
подпись, дата инициалы, фамилия

Компоновка сооружения и гидроузла

СР 10.08.22 С.Н. Роговникова
подпись, дата инициалы, фамилия

Пожарная безопасность. Охрана труда

ВТ 10.06.22 В.И. Тарасов
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана окружающей среды

ВК 21.04.22 В.А. Кудряшов
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономическое обоснование

ВВ 22.04.22 В.В. Власова
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер

СН 16.06.22 К.П. Сивачникова
подпись, дата инициалы, фамилия