

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии 110 кВ Стойба – Маломыр и ПС 110/35/6 кВ Маломыр, в связи с увеличением нагрузки на ООО «Маломырский Рудник»

Исполнитель

студент группы 842- об4

подпись, дата

А.Н. Ярошенко

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Консультант:

по безопасности и
экологичности

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2022

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 2022 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Ярошенко Александра Николаевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии 110 кВ Стойба – Маломыр и ПС 110/35/6 кВ Маломыр, в связи с увеличением нагрузки на ООО «Маломырский Рудник»

(утверждена приказом от .05.22 № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Перечень электроприемников и нагрузка Маломырского рудника, нагрузка на ПС Маломыр, схема электрических соединений Западных электрических сетей..

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика ООО «Маломырский рудник», расчет электрических нагрузок, реконструкция ПС Маломыр, расчет токов КЗ, выбор оборудования, молниезащита, выбор типов защит и автоматики, техника безопасности.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 17 таблиц, программный продукт Mathcad.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания .04.22

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр Николаевич,

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

доцент

Задание принял к исполнению (дата): .04.22 _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 116 с., 11 рисунков, 17 таблиц, 28 использованный источник.

МОДЕРНИЗАЦИЯ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, УСТАВКА, ТЕРМИНАЛ, ВСТАВКА, ВЫДЕРЖКА ВРЕМЕНИ, НАДЕЖНОСТЬ, ЭКОНОМИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ, УСТОЙЧИВОСТЬ СИСТЕМЫ.

В выпускной квалификационной работе рассмотрена характеристика и расчет электрических нагрузок ООО «Маломырский рудник». В ходе модернизации решены такие задачи как: расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки высоковольтного и низковольтного электрооборудования на ПС Маломыр; определены параметры заземляющих устройств ПС Маломыр, зоны защиты от прямых ударов молнии, расчет релейной защиты трансформаторов на ПС Маломыр, расчет релейной защиты ВЛ 110 кВ Стойба – Маломыр и автоматика, а так же диспетчерское управление, телемеханика и средства связи, рассмотрены основные мероприятия по технике безопасности при производстве работ в устройствах релейной защиты. Произведен технико-экономический расчет.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматическое включение резерва
- АПВ – автоматическое повторное включение
- ВЛ – воздушная линия электропередачи
- ВРУ – вводно-распределительные устройства
- КЗ – короткое замыкание
- КЛ – кабельная линия электропередачи
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- ЛВС – локальная вычислительная сеть
- МТЗ – максимальная токовая защита
- ОРУ – открытое распределительное устройство
- ПА – противоаварийная автоматика
- ПС – подстанция
- РЗА – релейная защита и автоматика
- РУ – распределительное устройство
- ТН – трансформатор напряжения
- ТО – токовая отсечка
- ТС – телесигнализация
- ТТ – трансформатор тока
- УЗО– устройство защитного отключения
- ЦС – центральная сигнализация
- ЭП – электроприемник

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	4
Введение	7
1 Характеристика ООО "Маломырский рудник"	9
1.1 Краткое описание ООО "Маломырский рудник"	9
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	10
1.3 Характеристика центров питания	12
2 Расчёт электрических нагрузок на ООО «Маломырский рудник»	14
3 Модернизация системы внешнего электроснабжения ООО "Маломырского рудника"	22
3.1 Компенсация реактивной мощности	22
3.2 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС Маломыр	24
4 Расчет токов короткого замыкания	26
4.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 110 и 6 кВ	27
5 Выбор и проверка оборудования на ПС Маломыр	32
5.1 Выбор и проверка выключателей	32
5.2 Выбор трансформатора тока	35
5.3 Выбор трансформатора напряжения	39
5.4 Выбор жестких шин	40
5.5 Выбор опорных изоляторов	43
5.6 Выбор ограничителей перенапряжения	44
6 Молниезащита и заземление подстанции Маломыр	48
6.1 Заземление подстанции Маломыр	48
6.2 Защита от прямых ударов молнии	52
7 Релейная защита	54
7.1 Общие принципы построения защит	54
7.2 Защита силового трансформатора ТЗ	55
7.3 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала	56
7.4 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора	57

7.5	Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	61
7.6	Выбор уставок максимальной токовой защиты	62
8	Релейная защита ВЛ 110 кВ Стойба – Маломыр	65
8.1	Расчет уставок устройств релейной защиты и автоматики линий	65
8.2	Перевод уставок защит к параметрам микропроцессорного терминала	73
8.3	Расчет уставок максимальной токовой отсечки и ТЗНП	76
8.4	Расчет уставок дифференциальной защиты линии	79
8.5	Выбор уставки дифференциальной защиты	80
8.6	Автоматическое повторное включение	81
8.7	УРОВ (устройство резервирования при отказе выключателя)	83
9	Выбор системы оперативного тока ПС Маломыр	86
10	Сигнализация на ПС Маломыр	89
11	Организация измерения и учёта электроэнергии, телемеханизация ПС Маломыр	91
12	Технико-экономическое обоснование модернизации	95
12.1	Затраты на реализацию реконструкции	95
12.2	Расчет эксплуатационных издержек	96
12.3	Оценка экономической эффективности	98
13	Безопасность и экологичность	100
13.1	Безопасность	100
13.2	Производственная санитария	102
13.3	Техника безопасности	104
13.4	Экологичность	104
	Библиографический список	114

ВВЕДЕНИЕ

Электрические машины и аппараты, линии электропередач и другие части электрических установок и электрических сетей постоянно находятся под напряжением и обтекаются током, вызывающим их нагрев. Поэтому в процессе эксплуатации могут возникать повреждения, приводящие к коротким замыканиям. Короткие замыкания могут привести к развитию аварии с нагреванием токоведущих частей, понижением напряжения, остановкой электродвигателей и даже нарушением параллельной работы генераторов. В большинстве случаев авария может быть предотвращена быстрым отключением поврежденного участка электрической установки или сети при помощи специальных автоматических устройств, получивших название релейная защита. Ни один силовой элемент не может эксплуатироваться без РЗ, поэтому разработка РЗ для всех компонентов электроэнергетической системы является актуальной задачей.

С каждым годом требования к устройствам релейной защиты увеличиваются. Повсеместно по всей стране проводят техническое перевооружение энергообъекта или его части. Основным направлением технического перевооружения устройств РЗА в электроэнергетике является внедрение микропроцессорных устройств, обладающих существенными преимуществами перед электромеханическими и микроэлектронными аналогами. Хотя количество внедренных микропроцессорных устройств в электроустановках незначительно, нет достаточного количества опубликованных учебных материалов, при проектировании РЗА необходимо обращаться к более современным и перспективным микропроцессорным системам.

В связи с необходимостью предупреждения и ликвидации аварийных ситуаций и применения средств современных устройств РЗА для всех элементов ЭЭС, в представленной бакалаврской работе поставлена цель модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии 110 кВ Стойба

– Маломыр и ПС 110/35/6 кВ Маломыр, в связи с увеличением нагрузки на ООО «Маломырский Рудник», которая в полной мере отвечала бы требованиям селективности, быстродействия и надежности.

Для выполнения поставленной цели в выпускной квалификационной работе решены следующие задачи:

- расчет электрических нагрузок в связи с увеличением нагрузки на ООО «Маломырский Рудник»;
- расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Маломыр;
- выбор и проверка высоковольтного и низковольтного электрооборудования на ПС Маломыр;
- расчет надежности ПС Маломыр;
- определение параметров заземляющих устройств, зоны защиты от прямых ударов молнии;
- выбрать устройства РЗА ВЛ 110 кВ Стойба – Маломыр;
- выбрать устройства РЗА трансформатора ПС 110/35/6 кВ Маломыр;
- произвести расчет необходимых параметров сети и защищаемого оборудования;
- рассчитать параметры настройки (уставки) для выбранных устройств РЗА;
- сделать вывод о чувствительности выбранных защит в разных режимах работы.

Для выполнения данных задач используется следующее программное обеспечение: Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio, Mathcad.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ООО " МАЛОМЫРСКИЙ РУДНИК"

1.1 Краткое описание ООО "Маломырский рудник"

Золотоизвлекающая фабрика ООО «Маломырский рудник» базируется на месторождении «Маломыр» в Селемджинском районе Амурской области.

Цель производства – добыча золота и серебра (попутно) из золотосодержащей руды участка «Кварцитовый» месторождения «Маломыр».

Разработчик проекта – ЗАО «ПХМ Инжиниринг» (г. Москва).

Разработчик технологической части проекта – ЗАО «ПХМ Инжиниринг» (г. Москва).

В соответствии с проектом добыча руды осуществляется открытым способом.

По технологическому типу руды месторождения разделяются на легкоцианируемые и упорные. К легкоцианируемым относятся окисленные и кварцевые руды, которые перерабатываются по технологии прямого сорбционного цианирования на «Пусковом комплексе». Среднее содержание золота в товарной руде по проекту 4,75 г/т, серебра – 1,06 г/т. Извлечение золота из легкоцианируемых руд по проекту – 85,5 %.

Упорные руды (первичные) будут перерабатываться по флотационно-автоклавной схеме, предусмотренной в «Полном развитии».

Режим работы фабрики круглосуточный, 365 суток в год.

Готовой продукцией ЗИФ является катодный осадок, который перерабатывается в плавильном отделении ЗИФ-1 ООО «Маломырский рудник» в слитки чернового золота – сплав Доре. Товарной продукцией являются золотые и серебряные слитки производства аффинажного завода (ГОСТ 28058–89 и ГОСТ 28595–90).

Технология переработки золотосодержащей руды состоит из следующих основных стадий и операций:

- рудоподготовка, включающая в себя прием руды и ее крупное дробление;

- измельчение в две стадии в мельнице полусамоизмельчения и шаровых мельницах; при измельчении осуществляется первичное цианирование;
- сгущение измельченного материала перед цианированием;
- предварительное цианирование;
- сорбционное цианирование;
- регенерация смолы;
- электролиз;
- сьем и сушка катодного осадка;
- складирование отвальных хвостов в хвостохранилище наливного типа и полный водооборот из хвостохранилища (неосновной, временный вариант – до полного ввода в работу узла фильтрации хвостов);

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

ООО "Маломырский рудник" находится в Селемджинском районе Амурской области. Площадь месторождения составляет 1,5 км².

Селемджинский район расположен в северо-восточной части Амурской области. На северо-востоке, юго-востоке и юге граничит с Хабаровским краем, на юго-западе и западе – с Мазановским районом и на северо-западе с Зейским районом. Район занимает обширную территорию 46,7 тыс. кв. км (12,9 % территории Амурской области). В районе 6 поселков городского типа и 4 сельских населенных пунктов.

Район расположен в зоне 1-6 – балльной сейсмичности.

Территория Селемджинского района относится к бассейну среднего Амура и характеризуется густой речной сетью – 0,7-1,2 км/кв. км. Извилистость рек от слабой до умеренной. Условия стока в бассейне в целом благоприятные, что объясняется горным рельефом, относительно большими уклонами рек и густотой речной сети.

Климат района резкоконтинентальный с суровой длинной зимой и коротким жарким летом.

Таблица 1 – Природно-климатические условия Селемджинского района Амурской области

Месяц	Температура воздуха в градусах		Кол-во осадков (мм.)	Снежный покров, см	Относительная влажность воздуха, %	Направление ветра	Скорость ветра м/сек	
	Много-летняя	Абсолютная						
		Мах.						Мин.
Январь	-30,8	-3,9	-49,8	5,7	29	71	ю-в	0,4
Февраль	-23,8	2	-47,8	3,6	34	70	с	0,8
Март	-12,6	10,4	-43	11,4	36	64	с	1,2
Апрель	-0,2	24,2	-29,5	27,2	19	60	с	2,1
Май	9,1	31,5	-7,9	52,2	-	59	с	2,3
Июнь	15,5	33,7	-4,2	94,2	-	74	с	1,4
Июль	19,1	37,1	2,1	127,5	-	81	с	1,6
Август	17,1	33,5	1,2	154,8	-	82	с	1,4
Сентябрь	9,5	29,5	-9	80,9	-	78	с	1,2
Октябрь	-1,1	27,1	-27,5	38,5	8	68	ю-з	1,3
Ноябрь	-17,1	7	-43,9	28,2	19	76	ю-з	1,3
Декабрь	-28,9	-2,9	-48,7	12,6	25	75	ю-в	0,7
Средние за год:	-3,6	37,1	49,8	636,8	-	-	-	-

Приведенные в таблице 1 данные свидетельствуют о довольно низкой среднегодовой температуре - 3,6° и особом режиме распределения осадков в течение года. Среднегодовое количество осадков составляет 636 мм, из них 59% выпадает в течение трех летних месяцев - июнь, июль, август. Снежный покров маломощен, средняя глубина его 25-36 см, по северу района 53-60 см, лежит с октября по апрель. В конце июля и начале августа наиболее сильно развита циклоническая деятельность, из-за которой увеличивается выпадение осадков, часты ливни. В этот период наблюдается повышение уровня воды в реке Селемджа и ее притоках до 3,5м. С октября происходит заметное убывание количества осадков.

Ветровой режим тесно связан с общей циркуляцией атмосферы, в частности, с господствующим западным переносом воздушных масс, наблюдается общее преобладание ветров северо-западного направления, хорошо выражена и их сезонность. Зимой обычно бывают ветры северо-западные, а летом преимущественно южных румбов, слабые. Весной и осенью

при перестройке циркуляции атмосферы и смене направлений воздушных масс ветер становится порывистым, порой очень сильным. Если средние годовые скорости его 1-3,5 м/сек то весной, в апреле, мае, средние месячные скорости становятся равными 2-2,5 м/сек., а в отдельные дни достигают 10-15 м/сек.

На основании карт районирования территории Амурской области, в соответствии с Правилами устройства электроустановок, Селемджинский район относится по ветровому давлению на уровне 10 м над поверхностью земли к району III - 650 Па (32 м/сек), по толщине стенки гололеда - к району III- от 15,1 до 20 мм.

1.3 Характеристика центров питания

Основным источником электроснабжения ООО «Маломырского рудника» является ПС Маломыр 110/35/6 кВ.

ПС Маломыр питается по двум воздушным линиям 110 кВ Стойба – Маломыр 1 цепь и ВЛ 110 кВ Стойба – Маломыр II цепь. Распределительное устройство 110 кВ ПС Маломыр выполнено по схеме «Две рабочие системы шин». Распределительное устройство 6 кВ выполнено по схеме: «Одна секционированная система шин». На подстанции установлено два трансформатора типа ТДТН -16000/110/35/6 кВ.

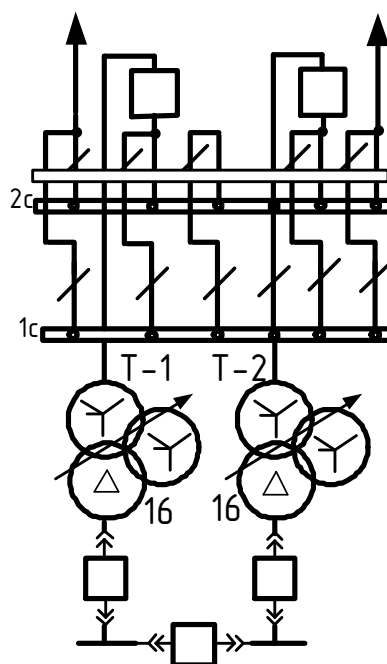


Рисунок 1 – Упрощенная схема ПС Маломыр

Учитывая нагрузку на вводах 110 кВ ПС Маломыр согласно ведомостям зимнего контрольного замера 15.12.2021 г. определим загрузку трансформаторов Т 1 и Т2 на ПС Маломыр:

$$K_{зТ1} = \frac{S_p}{S_{тном}} \cdot 100\% = \frac{13,76}{16} \cdot 100\% = 86 \%$$

$$K_{зТ2} = \frac{S_p}{S_{тном}} \cdot 100\% = \frac{9,12}{16} \cdot 100\% = 57 \%$$

Также для повышения надежности электроснабжения ООО «Маломырского рудника» необходимо ввести в работу трансформатор Т3.

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА ООО «МАЛОМЫРСКИЙ РУДНИК»

Расчет электрических нагрузок необходим на ООО «Маломырский Рудник» для выбора и проверки ВЛ по пропускной способности и экономической плотности тока, выбор и проверка трансформаторов, а также для расчета потерь и отклонений напряжения, выбора релейной защиты и автоматики.

2.1 Расчёт низковольтной нагрузки

Для определения расчётной мощности низковольтной нагрузки рассмотрим метод, использующий коэффициент расчетной нагрузки. Этот метод по сравнению с другими обеспечивает наибольшую точность.

По средней активной мощности и по расчетному коэффициенту для всех характерных групп потребителей определяются расчётные активные P_{pi} и реактивные Q_{pi} мощности нагрузок:

$$P_{pi} = P_{cpi} \cdot K_{pi}, \quad (1)$$

Реактивную расчётную мощность определим по формуле:

$$Q_{pi} = P_{pi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (2)$$

где K_{pi} – коэффициент расчетной активной мощности для внутреннего электроснабжения равен 1 [11];

Рассмотрим пример расчёта для дробилки.

Определяем среднюю активную мощность:

$$P_{cpi} = P_{уси} \cdot K_{ui} = 160 \cdot 0,8 = 128 \text{ кВт} \quad (3)$$

где K_u – коэффициент использования, принимаем по справочным данным [11];

Расчетная активная и реактивная нагрузка составляет:

$$P_p = 128 \cdot 1 = 128 \text{ кВт};$$

$$Q_{pi} = 128 \cdot 0,91 = 116,48 \text{ кВар}.$$

Для остальных электроприемников расчёт низковольтной нагрузки произведем по указанным формулам. Результаты полученных расчётов представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчёт низковольтной нагрузки дробильно-измельчительного отделения

Номер на плане	Потребитель	$P_{уст.}$ кВт	$P_{расч}$ кВт	$Q_{расч.}$ кВар
1	Питатель	55	44,0	40,0
1	Дренаж	75	60,0	54,6
2	Дробилка	160	128,0	116,5
3	Маслостанция жидкой смазки	5	4,0	3,6
4	Конвейер	55	44,0	40,0
5	Питатель	44	35,2	32,0
6	Конвейер	30	24,0	21,8
7	Конвейер	11	8,8	8,0
8	Компрессоры	7,5	6,0	5,5
9	Грохот	12	9,6	8,7
10	Насос	185	148,0	134,7
11	Насос	110	88,0	80,1
12	Итого		599,6	545,6

2.2 Расчёт осветительной нагрузки

На дробильно-измельчительном отделении в качестве электрических источников света используются люминесцентные лампы.

Активная расчётная нагрузка осветительных приёмников отделения определяется по удельной нагрузке:

$$P_{расч.л.} = p_{уд.л.} \cdot F_{ц}, \quad (4)$$

где $P_{уд.л.}$ - удельная нагрузка осветительных приёмников (ламп);

$F_{ц}$ - площадь пола отделения, определяемая по генплану.

Лампы накаливания на предприятиях в основном используются в качестве аварийного освещения, которое служит для временного продолжения работы или для эвакуации людей из помещения при внезапном отключении рабочего освещения. Разрядные лампы на предприятии используются как основной источник света (составляют примерно 75% от общего освещения), обеспечивающий нормальную работу производства. Для них реактивная мощность вычисляется по формуле:

$$Q_{расч.л.} = 0,75 \cdot P_{расч.л.} \cdot tg\phi_{pl}, \quad (5)$$

где $tg\phi_{pl} = 0,33$ [18].

Площадь пола определим по генплану:

$$F_{ц} = 2160 + 1728 - 288 = 3600 \text{ м}^2 \quad (6)$$

$$P_{расч.л.} = P_{уд.л.} \cdot F_{ц} = 1 \cdot 7 \cdot 10^{-3} \cdot 17920 = 125,4 \text{ кВт} \quad (7)$$

$$Q_{расч.л.} = 0,75 \cdot P_{расч.л.} \cdot tg\phi_{pl} = 0,75 \cdot 125,4 \cdot 0,33 = 31 \text{ кВар} \quad (8)$$

Активную расчётную нагрузку осветительных приёмников дробильно-измельчительного отделения определим аналогично по удельной нагрузке:

$$P_{расч.л.от.} = P_{уд.л.от.} \cdot (F_{от.} - \sum F_{ц}) \quad (9)$$

где $F_{комб.}$ - площадь отделения;

$\sum F_{ц}$ - суммарная площадь рудника.

$$P_{расч.л.от.} = 1 \cdot 0,15 \cdot 10^{-3} \cdot (169776) = 25,47 \text{ кВт} \quad (10)$$

$Q_{расч.Лот} = 0,9$, так как для уличного освещения будем использовать разрядные лампы.

2.3 Расчёт высоковольтной нагрузки

Расчётная мощность высоковольтной нагрузки предприятия вычисляется по методу коэффициента расчетной нагрузки. Расчетный коэффициент характеризует отношение расчетной активной мощности к средней мощности для группы ЭП с эффективным числом больше 2.

Коэффициент расчетной нагрузки является функцией зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП:

$$k_p = f(k_{u.ср}; n_{эф}) \quad (11)$$

Определение расчетной нагрузки:

$$P_p = K_p \cdot P_{ср\Sigma}; \quad (12)$$

$$Q_p = K_p \cdot Q_{ср\Sigma}, \text{ если } K_p \leq 1$$

$$Q_p = 1.1 \cdot Q_{ср\Sigma}, \text{ если } K_p > 1 \text{ и } n_{эф} \leq 10;$$

$$Q_p = Q_{ср\Sigma}, \text{ если } K_p > 1 \text{ и } n_{эф} > 10;$$

В нашем случае для внешнего высоковольтного электроснабжения $K_p = 1$. [19]

Для определения суммарной нагрузки по отделению в целом учитывают коэффициент одновременности максимумов нагрузки:

$$P_{потд} = \sum_1^n K_0 \cdot P_{р\Sigma}; \quad (13)$$

$$Q_{потд} = \sum_1^n K_0 Q_{р\Sigma}; \quad (14)$$

Коэффициент одновременности определяется, исходя из способа присоединения нагрузки к источнику питания.

$$P_{ср.ВН} = K_u \cdot P_{уст.},$$

$$Q_{cp.BH} = K_u \cdot P_{уст.} \cdot tg\phi,$$

где $P_{cp.}$ – средняя активная мощность;

K_u – коэффициент использования, принимаемый по справочным данным [11];

$tg\phi$ – соответствует характерному для приемников данного отделения средневзвешенному значению коэффициента мощности $\cos\phi$.

Для синхронных двигателей находится не реактивная нагрузка, а максимальная реактивная мощность, которую СД может генерировать. Значения реактивной мощности, получаемой от СД, зависят от его загрузки активной мощностью и относительного напряжения на зажимах двигателя:

$$Q_{СД} = \frac{K_{з. Q_{св}} \cdot P_{ном. \Sigma СД} \cdot tg\phi_{СД}}{\eta_{СД}}, \quad (15)$$

где $P_{ном. \Sigma СД}$ – суммарная установленная мощность группы СД;

$tg\phi_{СД}$, $\eta_{СД}$ – номинальные данные СД (коэффициент реактивной мощности и КПД);

$K_{з. Q_{св}}$ – коэффициент наибольшей допустимой нагрузки СД по реактивной мощности.

Определим активную и реактивную мощность расчетной высоковольтной нагрузки для дробильно-измельчительного отделение (где установлены СД):

$$P_{cp.BH(двиг)} = K_u \cdot P_{уст.} = 0,8 \cdot 2000 = 1600 \text{ кВт}, \quad (16)$$

$$P_{cp.BH(мел)} = K_u \cdot P_{уст.} = 0,75 \cdot 1600 = 1200 \text{ кВт}, \quad (17)$$

$$P_{расч. BH(двиг)} = K_p \cdot P_{cp.BH(двиг)} = 1 \cdot 1600 = 1600 \text{ кВт},$$

$$P_{расч. BH(мел)} = K_p \cdot P_{cp.BH(мел)} = 1 \cdot 1200 = 1200 \text{ кВт}$$

$$Q_{СД(двиг)} = -\frac{K_{з.СД} \cdot P_{ном. \Sigma СД} \cdot tg\phi_{СД}}{\eta_{СД}} = -\frac{1,27 \cdot 1600 \cdot 0,48}{0,94} = -1370 \text{ кВар}, \quad (18)$$

$$Q_{СД(эксг)} = -\frac{K_{з.СД} \cdot P_{ном. \Sigma СД} \cdot tg\phi_{СД}}{\eta_{СД}} = -\frac{1,27 \cdot 1200 \cdot 0,48}{0,945} = -774 \text{ кВар}, \quad (19)$$

Для СД, работающих с «опережающим» коэффициентом мощности, величина $Q_{СД}$ берётся со знаком «минус».

Результаты расчётов высоковольтной нагрузки 6 кВ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчёт высоковольтной нагрузки 6 кВ дробильно-измельчительного отделения

№	Потребитель	$P_{уст.}$ кВт	K_u	$cos j$	$P_{расч}$ кВт	$Q_{расч.}$ квар
1	СД	1x2000	0,8	0,85	1600	-1370
2	Мельницы	2x1600	0,75	0,8	2400	-1548
	Итого				4000	-2918

Расчетная полная активная и реактивная мощность, отнесенная к шинам низкого напряжения ПС Маломыр, находят по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов (как силовым – до 1 кВ и выше так и осветительным) с учетом потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и коэффициента одновременности максимумов силовой нагрузки $K_{О.м}$.

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки:

– силовые приемники до 1 кВ:

$$\Sigma P_{расч.НН.} = 2067 \text{ кВт},$$

$$\Sigma Q_{расч.НН.} = 826,8 \text{ кВар},$$

– силовые приемники выше 1 кВ:

$$\Sigma P_{расч.ВН.} = 23720 \text{ кВт},$$

$$\Sigma Q_{CD} = -9490 \text{ кВар},$$

– осветительные приемники:

$$\Sigma P_{расч.Л.} = 1860,31 \text{ кВт},$$

$$\Sigma Q_{расч.Л.} = 454,12 \text{ кВар}$$

Суммарные потери активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах приближённо принимаются равными соответственно 2 и 10 % полной трансформируемой мощности $S_{расч.ΣH}$:

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣH}; \quad (20)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч.ΣH}; \quad (21)$$

$$S_{расч.ΣH} = \sqrt{(P_{расч.ΣH})^2 + (Q_{расч.ΣH})^2} \quad (22)$$

$$P_{расч.ΣH} = \Sigma P_{расч.ΣH} + \Sigma P_{расч.Л.} = 2067 + 23720 + 1860,31 = 27650 \text{ кВт} \quad (23)$$

$$Q_{расч.ΣH} = \Sigma Q_{расч.ΣH} + \Sigma Q_{расч.Л.} = 826,8 + 9490 + 454,12 = 10770 \text{ кВар} \quad (24)$$

$$S_{расч.ΣH} = \sqrt{(27650)^2 + (10770)^2} = 29670 \text{ кВА} \quad (25)$$

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣH} = 0,02 \cdot 29670 = 593,4 \text{ кВт} \quad (26)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч.ΣH} = 0,1 \cdot 29670 = 2967 \text{ кВар} \quad (27)$$

Суммарные потери активной и реактивной мощности в цеховых сетях приближённо принимаются равными соответственно 1,5 и 2 % от полной трансформируемой мощности $S_{расч.ΣH}$:

$$\Delta P_{л.} = 0,015 \cdot S_{расч.ΣH}; \quad (28)$$

$$\Delta Q_{л.} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣH} \quad (29)$$

$$\Delta P_{л.} = 0,015 \cdot S_{расч.ΣH} = 0,015 \cdot 29670 = 445,05 \text{ кВт} \quad (30)$$

$$\Delta Q_{л.} = 0,02 \cdot S_{расч. \Sigma H} = 0,02 \cdot 29670 = 593,4 \text{ кВар} \quad (31)$$

Полная, активная и реактивная мощность ПС определяется по следующим формулам:

$$P_{расч} = (\Sigma P_{расч.НН} + \Sigma P_{расч.ВН}) \cdot K_{О.м.} + \Sigma P_{расч.Л.} + \Delta P_{ТЦ} \quad (32)$$

где $K_{О.м.}$ – коэффициент одновременности максимумов силовой нагрузки, равный $K_{О.м} = 0,9$

$$P_{расч.} = (2067 + 23720) \cdot 0,9 + 1860,31 + 593,4 = 25660 \text{ кВт}$$

$$Q_{расч.} = (\Sigma Q_{расч.НН} + \Sigma Q_{расч.ВН} - \Sigma Q_{СД}) + \Sigma Q_{расч.Л.} + \Delta Q_{ТЦ} \quad (33)$$

$$Q_{расч.} = (9490 - 826,8) + 454,12 + 2967 = 12080 \text{ кВар}$$

$$S_{расч.} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{расч.})^2} = \sqrt{(25660)^2 + (12080)^2} = 27360 \text{ кВА} \quad (34)$$

Значение реактивной мощности $Q_{сист.}$, поступающей от питающей энергосистемы к шинам низшего напряжения определяют по формуле:

$$Q_{сист.} = P_{расч.} \cdot \text{tg} \phi = 27360 \cdot 0,4 = 10940 \text{ кВар} \quad (35)$$

Расчётная нагрузка:

$$S_{расч.покр.руди} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{сист.})^2} = \sqrt{(27360)^2 + (10940)^2} = 29470 \text{ кВА} \quad (36)$$

3 МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ООО "МАЛОМЫРСКОГО РУДНИКА"

Большая часть ООО "Маломырский рудник" питается от ПС Маломыр.

В связи с увеличением потребления электроэнергии на Маломырском руднике, необходимо проверить трансформаторы на ПС Маломыр и пропускную способность линий ВЛ 110 кВ Стойба - Маломыр №1, ВЛ 110 кВ Стойба – Маломыр №2.

3.1 Компенсация реактивной мощности

В настоящее время прирост потребления реактивной мощности существенно превосходит прирост потребления активной мощности. При этом передача реактивной мощности на значительные расстояния от мест генерации до мест потребления существенно ухудшает технико-экономические показатели систем электроснабжения. Приходится увеличивать сечение проводов и кабелей, повышать мощность силовых трансформаторов, ну и конечно всё это сопровождается потерями активной и реактивной мощностей.

На промышленном предприятии уменьшение потребляемой реактивной мощности может быть достигнуто естественным путём, например улучшением режима работы приёмников, применением двигателей более совершенных конструкций, устранением их недогрузки, а также за счёт установки специальных компенсирующих устройств. Одним из средств искусственной компенсации наиболее часто применяют батареи силовых конденсаторов, подключаемые параллельно к электросети. Их преимуществом являются простота, невысокая стоимость, недефицитность материалов, малые удельные собственные потери активной мощности. К недостаткам относятся невозможность плавного регулирования реактивной мощности, пожароопасность, наличие остаточного заряда.

Рассмотрим выбор КУ на ПС Маломыр.

Требуемая мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{KV\text{требуемая}} = Q_{MAX} - P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}} \quad (37)$$

где P_{\max} – максимальная активная мощность, МВт.

$\operatorname{tg} \varphi_{\text{пред}}$ – предельное значение коэффициента реактивной мощности для 6 кВ составляет 0,4 согласно приказу №380 [14].

По заданным коэффициентам мощности определяем заданную максимальную реактивную мощность:

$$Q_3 = P_{\max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{зад}} = 27,36 \cdot 0,4 = 10,94 \text{ МВар};$$

Мощность необходимых КУ на одну секцию шин.

$$Q_{KV} = \frac{10,98 - 10,94}{2} = 0,02 \text{ МВар} \quad (38)$$

Фактическая мощность компенсирующего устройства:

$$Q_{KV.i}^{\Phi} = S \cdot n \quad (39)$$

где n – количество устанавливаемых батарей конденсаторов;

S – мощность батарей конденсаторов.

$$Q_{KV}^{\Phi} = n \cdot S = 1 \cdot 0,45 = 0,45 \text{ МВар}. \quad (40)$$

Устанавливаем компенсирующие устройства БК-6-450х1шт на каждую секцию шин.

Определяем некомпенсированную реактивную мощность для двух секций шин:

$$Q_{HECK.i} = Q_i - 2 \cdot Q_{KV.i}^{\Phi}; \quad (41)$$

$$Q_{HECK.3} = Q_3 - 2 \cdot Q_{KV.3}^{\Phi} = 10,98 - 2 \cdot 0,45 = 10,1 \text{ Мвар} \quad (42)$$

3.2 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС Маломыр

В связи с увеличением нагрузки на 6.4 МВт и перевода нагрузка с перегруженных фидеров мощностью 3.25 МВт, на ПС Маломыр установим третий трансформатор с расширением КРУН 6 кВ.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{тр\text{расч}} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{n_m \cdot k_{зонт}} \quad (43)$$

где $S_{тр}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{ср}$ – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{неск}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

n_m – число трансформаторов;

$k_{зонт}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Рассчитаем мощность трансформатора на ПС Маломыр:

$$S_{тр\text{расч}} = \frac{\sqrt{9.65^2 + 4.26^2}}{0,7} = 14,17 \text{ МВА} \quad (44)$$

Два трансформатора мощностью 16 МВА уже установлены, третий трансформатор принимаем ТДН 16000/110/6 кВ [19]

Проверяем трансформатор на загрузку в нормальном режиме, при работе двух трансформаторов:

$$k_{3\text{ норм}} = \frac{\sqrt{P_{расч}^2 + Q_{неск}^2}}{n_m \cdot S_{тр}} \quad (45)$$

$$k_{3\text{ норм}} = \frac{\sqrt{9.65^2 + 4.26^2}}{16 \cdot 1} = 0,62 \quad (46)$$

Условие выполняется.

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3\ n/a} = \frac{\sqrt{P_{расч}^2 + Q_{неск}^2}}{n_m - 1 \cdot S_{тр}} \quad (47)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{3\ n/a} \leq 1,4 \quad (48)$$

$$k_{3\ n/a} = \frac{\sqrt{9.65^2 + 4.26^2}}{16} = 0,62 \quad (49)$$

Условие выполняется, следовательно, трансформатор выбран, верно.

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в сетях с заземленными нейтралью - также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. Это в свою очередь, вызывает снижение уровней напряжения в узлах, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания.

Электрические аппараты, изоляторы и токоведущие устройства работают в трех основных режимах: длительном, перегрузки и короткого замыкания.

В длительном режиме надежная работа аппаратов обеспечивается правильным выбором их по номинальному напряжению и току.

В режиме перегрузки надежная работа аппаратов электрических установок обеспечивается ограничением значения и длительности повышения напряжения или тока в таких пределах, при которых гарантируется нормальная работа установок за счет запаса прочности.

В режиме короткого замыкания надежная работа аппаратов обеспечивается соответствием выбранных параметров устройств условиям термической и электродинамической стойкости. Следовательно, можно сказать, что расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки электрических аппаратов (выключателей, разъединителей, ошиновки, трансформаторов тока и напряжения), а также для выбора уставок срабатывания релейной защиты и автоматики.

4.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 110 и 6 кВ

Составляем расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ.

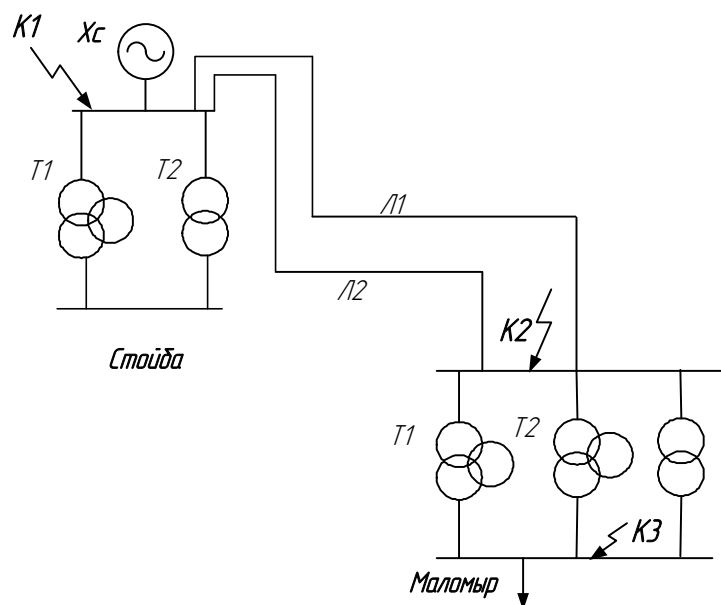


Рисунок 2 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

По расчетной схеме составляем схему замещения рассматриваемой сети.

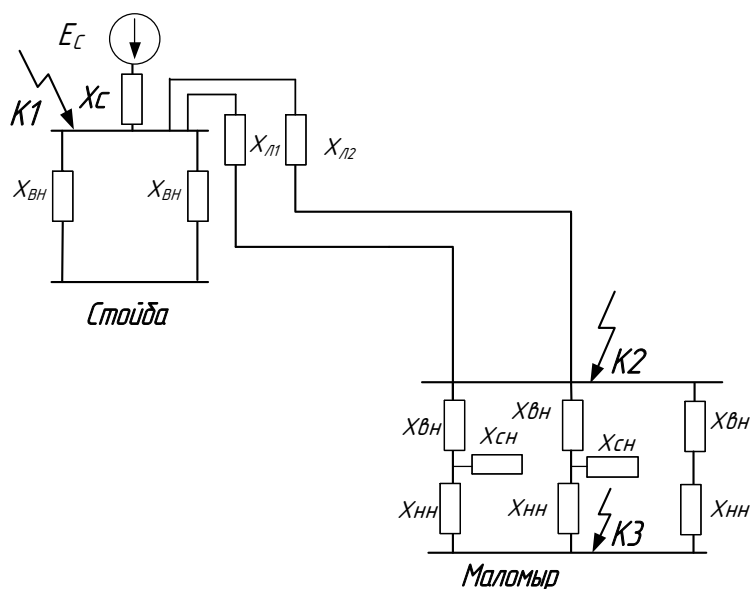


Рисунок 3 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой производится расчет токов КЗ: $U_1=115$ кВ, $U_2=6,3$ кВ

Базисная мощность принимается: $S_{баз}=100$ МВА.

Определяем базисные токи:

$$I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{б}} \quad (50)$$

$$I_{б1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$$

$$I_{б2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,2 \text{ А}$$

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_C = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot U_{ср. ном}} \quad (51)$$

где $I_{П0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ.

$$X_C = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot U_{ср. ном}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 16,2 \cdot 115} = 0,044 \text{ о.е.},$$

где $I_{П0}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах 110 кВ.

Параметры питающих линий:

ВЛ 110 кВ Стойба – Маломыр

$L_{л1,2}=35,5$ км, марка провода АС-150, $x_0=0,420$ Ом/км;

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{б}}{U_1^2} \quad (52)$$

$$X_{\lambda 1,2} = 0,420 \cdot 35,5 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,034 \text{ o.e.}$$

$$X_I = \frac{X_{\lambda 1} \cdot X_{\lambda 2}}{X_{\lambda 1} + X_{\lambda 2}} = \frac{0,034 \cdot 0,034}{0,034 + 0,034} = 0,017 \text{ o.e.} \quad (53)$$

Сопротивление автотрансформатора на ПС Маломыр:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}) = 0,5 \cdot (31 + 19 - 11) = 19,5\% \quad (54)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}) = 0,5 \cdot (19 + 11 - 31) = 0,5\% \quad (55)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBC}) = 0,5 \cdot (11 + 31 - 19) = 11,5\% \quad (56)$$

$$X_{TB} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T2}} = \frac{19,5}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,156 \text{ o.e.} \quad (57)$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T2}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{100}{16} = 0,092 \text{ o.e.} \quad (58)$$

$$X_{TC} = 0 \text{ o.e.} \quad (59)$$

$$X_4 = \frac{1}{3} \cdot (X_{TB} + X_{TH}) = \frac{1}{3} \cdot (0,156 + 0,092) = 0,078 \text{ o.e.} \quad (60)$$

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma K1} = X_c = 0,044 \text{ o.e.} \quad (61)$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{\Sigma K2} = \frac{X_I \cdot X_{\Sigma K1}}{X_I + X_{\Sigma K1}} = \frac{0,017 \cdot 0,031}{0,017 + 0,031} = 0,011 \text{ o.e.} \quad (62)$$

Суммарное сопротивление до точки К3:

$$X_{\Sigma K3} = X_{\Sigma K2} + X_4 = 0,011 + 0,078 = 0,089 \text{ o.e.} \quad (63)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{п0к1}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K1}} \cdot I_{61} = \frac{1}{0,031} \cdot 0,502 = 1,29 \text{ кА} \quad (64)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{п0к2}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K2}} \cdot I_{61} = \frac{1}{0,448} \cdot 0,502 = 1,12 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3:

$$I_{п0к3}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K3}} \cdot I_{62} = \frac{1}{0,696} \cdot 9,2 = 13,2 \text{ кА}$$

В качестве несимметричного тока короткого замыкания, рассчитаем ток двухфазного КЗ, по следующей формуле:

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{п0}^{(3)}, \text{ кА} \quad (65)$$

$$I_{кз1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,29 = 1,12 \text{ кА}$$

$$I_{кз2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,12 = 0,97 \text{ кА}$$

$$I_{кз3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 13,2 = 11,4 \text{ кА}$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$i_{кз}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{п0}^{(3)}, \quad (66)$$

где $k_{y\partial}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a , которая определяется в зависимости от соотношения результирующих индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ, с.

Согласно [4, с.110] принимаем средние значение $k_{уд}=1,935$ для точки К1,К2, для точки К3 $k_{уд}=1,311$.

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 1,29 = 3,49 \text{ кА}$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 1,12 = 3,06 \text{ кА}$$

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 1,311 \cdot 13,2 = 24,5 \text{ кА}$$

5 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС МАЛОМЫР

5.1 Выбор и проверка выключателей

На ПС Маломыр предлагается выбор фидера №1 питающий отделения.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

- напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$;
- длительному току : $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}$; $k_{\text{пг}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$.

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию: $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$.

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{\text{ат}} \quad (67)$$

где $i_{\text{а.ном}}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$\beta_{\text{норм}}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, % [13];

$i_{\text{ат}}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов

$$\tau = t_{3 \text{ min}} + t_{\text{с.в}} \quad (68)$$

где $t_{3 \text{ min}}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{\text{с.в}}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}},$$

где $i_{\text{вкл}}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{уд}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{вкл}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{п0}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}; I_{пр.скв} \geq I_{п0},$$

где $i_{пр.скв}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{пр.скв}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (69)$$

где $I_{тер}$ – ток термической стойкости по каталогу [13];

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

B_k – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$B_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (70)$$

где $t_{откл}$ – расчетная продолжительность КЗ, которая для отходящих линий 6 кВ согласно [28] принимается равной 1с;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [28].

На примере произведем выбор выключателя на фидере №1 ПС Маломыр.

Значение тока в нормальном режиме протекающего по данному фидеру составляет 57.7 А.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{откл} + T_a) = 13,2^2 \cdot (1 + 0,01) = 176 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем вакуумный выключатель ВВ/TEL-6-20/100 встроенный в выкатной элемент ВЭ/TEL.

Для проверки отключающей способности определим значения апериодической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени τ .

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$\tau = 0,01 + t_{c.в} = 1 + 0,015 = 1,015 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 13,2 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 3,26 \text{ кА} \quad (71)$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным $I_{пт} = I_{п0}$.

Определим номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 57 \cdot 12,5}{100} = 10,08 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Результаты выбора выключателя Ф11 на ПС Маломыр сведены в таблице

4.

Таблица 4 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
Ф11 ВВ/TEL-6-20/300	$U_{ном}=6$ кВ	$U_{сет.ном}=6$ кВ	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном}=100$ А	$I_{max}=57.7$ А	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{откл.ном} = 16.5$ кА	$I_{пт} = 13,2$ кА	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
	$i_{а.ном} = 10,08$ кА	$i_{ат} = 3,26$ кА	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
	$I_{пр.скв} = 16.5$ кА	$I_{п0} = 13,2$ кА	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
	$i_{дин} = 32$ кА	$i_{уд} = 24,5$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 230$ кА ² ·с	$B_{к} = 176$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$

5.2 Выбор трансформатора тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбирают:

- по напряжению установки $U_{ном} \geq U_{сет.ном}$;
- току $I_{ном} \geq I_{расч}$;

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

- конструкции и классу точности;
- электродинамической стойкости $i_{дин} \geq i_{уд}$;
- по термической стойкости: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$;
- вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} , \quad (72)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Для того чтобы выбрать трансформаторы тока необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь ТТ.

СА3020 - щитовой цифровой амперметр предназначен для измерения действующего значения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Подключается непосредственно к ИТТ и измеряет действующее значение тока, протекающего через его вторичную обмотку. Потребляемая мощность составляет $S_{\text{ноmA}}=4 \text{ В}\cdot\text{А}$.

СВ3020 - щитовой цифровой вольтметр предназначен для измерения действующего значения напряжения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Объединяет в себе измерительный преобразователь и цифровой прибор, подключается непосредственно к измерительным трансформаторам напряжения (ИТН). Потребляемая мощность $S_{\text{номV}}=5 \text{ В}\cdot\text{А}$.

СР3020 - щитовой цифровой ваттметр (варметр) предназначены для измерения активной мощности, а варметры – для измерения реактивной мощности в трехфазных четырехпроводных или трехпроводных цепях переменного тока на электростанциях и подстанциях и передачи их значений по интерфейсу RS485. Потребляемая мощность: $S=5 \text{ В}\cdot\text{А}$.

Меркурий 236 ART- предназначен для многотарифного коммерческого или технического учета электрической энергии в трех- и четырехпроводных сетях переменного тока. Счетчики могут эксплуатироваться автономно или в составе автоматизированных систем: контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ); диспетчерского управления (АСДУ). Потребляемая мощность составляет $9 \text{ В}\cdot\text{А}$.

Для всех измерительных приборов принимаем класс точности 0,5, так как почти все ТТ подключены к расчетным счетчикам.

На вводе устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ-6-I-1-0,5. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Нагрузка приборов, подключенных к ТТ, приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции [19]

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, В·А, фазы		
			А	В	С
Ввод 6 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:		8,5	–	8,5
Секционный выключатель 6 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Итого:		4	–	4
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:		8,5	–	8,5

Проверяем трансформатор тока на электродинамическую и термическую стойкость:

$$i_{дин} = 52 \text{ кА} \geq i_{уд} = 24,5 \text{ кА}, \quad (73)$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 16,5^2 \cdot 1 = 272 \geq B_k = 176 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (74)$$

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (75)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} \quad (76)$$

где $S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{8,5}{5^2} = 0,34 \text{ Ом}.$$

Принимаем во вторичных цепях трансформаторов тока провода с медными жилами ($\rho=0,0175$) . Сопротивление контактов принимается 0,05Ом, тогда сопротивление проводов:

$$r_{np} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k = \frac{S_{2ном}}{I_2^2} - r_{приб} - r_k = \frac{20}{5^2} - 0,34 - 0,05 = 0,41 \text{ Ом} \quad (77)$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,41} = 1,7 \text{ мм}^2 \quad (78)$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм², тогда сопротивление провода равно:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом} \quad (79)$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,34 + 0,28 + 0,05 = 0,67 \text{ Ом} \quad (80)$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных выбранного трансформатора тока марки ТОЛ-6-І-1-0,5 (трансформатор тока, опорный, с литой изоляцией, 6-номинальное напряжения, 0,5- класс точности) сводим в таблицу 6.

Таблица 6 – Проверка трансформатора тока на вводе 6 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=6 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=6 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=600 \text{ А}$	$I_{расч}=577 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{расч}$
$i_{дин}=102 \text{ кА}$	$i_{уд}=24,5 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}=1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k=176 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2ном}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$

На секционном выключателе выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-6-1-У2. Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 7.

Таблица 7 – Проверка ТТ на секционном выключателе

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=500 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=263 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=24,5 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=176 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{ном}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

На отходящих присоединениях так же выбираем трансформаторы тока марки ТОЛ-6-1-У2.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 8.

Таблица 8 – Проверка ТТ на отходящих присоединениях

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=400 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=57 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=81 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=15,614 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=24,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{ном}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

5.3 Выбор трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3} \text{ В}$ и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$;
- конструкции и схеме соединения обмоток;
- классу точности;
- вторичной нагрузке :

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma},$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности,

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, рассчитываемая по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}})^2} \quad (81)$$

Параметры вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 6 кВ

Прибор	Тип	Мощность прибора, В·А	Количество приборов	cosφ	sinφ	Суммарная мощность, В·А
Вольтметр	СВ 3020	4	2	1	0	8
Счетчик АЭ	Меркурий 236 ART	9	9	0,38	0,925	72
Счетчик РЭ						
Итого						80

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(4 \cdot 2 + 9 \cdot 9 \cdot 0,38)^2 + (9 \cdot 9 \cdot 0,925)^2} = 75,4 \text{ ВА};$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-6-95-У2 (трансформатор напряжения, антирезонансный, с литой изоляцией, для измерений) с номинальной мощностью 200 ВА.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 10.

Таблица 10 – Каталожные и расчетные данные выбора ТН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$S_{\text{ном}}=200 \text{ В·А}$	$S_{2\Sigma}=75,4 \text{ ВА}$	$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$

Как видно из результатов, ТН соответствует данным условиям выбора и может быть принят к установке.

5.4 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6–10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно - и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения, так как они обеспечивают меньшие потери от

эффекта близости и поверхностного эффекта, а также лучшие условия охлаждения.

Наибольший рабочий ток на шинах 6 кВ равен 420 А. Принимаем алюминиевую шину прямоугольного сечения 40х5мм, $S=200 \text{ мм}^2$, с номинальным допустимым током $I_{\text{доп}}=540 \text{ А}$.

Проверка шины на термическую стойкость производится исходя из условий:

$$q_{\min} \leq q \quad (82)$$

где q_{\min} – минимальное сечение по термической стойкости
 q – выбранное сечение.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m} = \frac{\sqrt{104,13 \cdot 10^6}}{91} = 58,6 \text{ мм}^2, \quad (83)$$

где $C_m = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ – для алюминиевых шин, [17].

B_k – тепловой импульс тока КЗ, принимается равным $104.13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ рассчитанного для вводного выключателя.

Так как $q_{\min} < q$, следовательно, шины термически устойчивы.

Электродинамические силы, возникающие при КЗ, имеют составляющие, которые изменяются с частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины – изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механического резонанса не возникает.

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной $l = 1,5 \text{ м}$ [22].

Собственная частота колебаний шины:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (84)$$

где q – поперечное сечение выбранной шины, см^2 ;

J – момент инерции шины, который согласно [19] равен:

$$J = \frac{bh^3}{12} = \frac{0,5 \cdot 4^3}{12} = 2,67 \text{ см}^4. \quad (85)$$

$$f_0 = \frac{173,2}{1,5^2} \sqrt{\frac{2,67}{2}} = 133,3$$

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^{(3)2}}{a}, \quad (86)$$

где $i_{y0}^{(3)2}$ – ударный ток на шине, А;

a – расстояние между фазами, м [22].

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{1117^2}{0,13} = 95,8 \text{ Н/м} \quad (87)$$

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент:

$$M_{max} = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{95,8 \cdot 1,5^2}{10} = 21,56 \text{ Н/м} \quad (88)$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами, м.

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{max} = \frac{M}{W}, \quad (89)$$

где W – момент сопротивления шины, который равен:

$$W = \frac{bh^2}{6} = \frac{0,5 \cdot 4^2}{6} = 1,33 \text{ см}^3. \quad (90)$$

$$\sigma_{max} = \frac{21,56}{1,33} = 16,17 \text{ МПа}$$

Для выбранной шины $\sigma_{доп} = 85 \text{ МПа}$, [19], следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого значения.

5.5 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (91)$$

$$F_{расч} = 0,6 F_{разр} = F_{доп}, \quad (92)$$

где $F_{разр}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

Выбираем опорные изоляторы ИОР-6-3,75 УХЛ с минимальной разрушающей силой 3,75кН.

Допустимая нагрузка на изолятор:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}$$

Максимальная сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h, \quad (93)$$

где k_h – поправочный коэффициент на высоту шины, при расположении шин плашмя, равный:

$$k_h = \frac{H_{из} + b + \frac{h}{2}}{H_{из}} = \frac{120 + 4 + \frac{40}{2}}{120} = 1,2 \quad (94)$$

$$F_{расч} = 95,8 \cdot 1,5 \cdot 1,2 = 172,46 \text{ Н}$$

Выбранный изолятор удовлетворяет условию $F_{дон} \geq F_{расч}$ и может быть принят к установке.

5.6 Выбор ограничителей перенапряжения

Для защиты изоляции электрических систем от перенапряжений требуется установка нелинейных ограничителей перенапряжения (ОПН).

ОПН представляют собой нелинейный резистор изготовленный по керамической технологии на основе оксида цинка (ZnO) с небольшим добавлением окислов других металлов.

В нормальном рабочем режиме сопротивление варистора велико и ток через ОПН составляет доли миллиампера. При воздействии перенапряжения варистор переходит в проводящее состояние, и ток может достигать десятка килоампер и более, что и приводит к ограничению дальнейшего нарастания напряжения. Когда напряжение снижается, ограничитель возвращается в исходное непроводящее состояние.

Основными параметрами ОПН являются:

- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя, $U_{нрo}$. Это наибольшее действующее напряжения промышленной частоты, которое неограниченно долго может быть приложено к выводам ОПН;

- номинальный разрядный ток, I_n . Это максимальное значение грозового импульса тока, используемое для классификации ОПН. По значению I_n ограничители перенапряжения делят на три класса: 5, 10, и 20кА;

- удельная энергоемкость, $w_{уд}$. Это отношение выделившейся в ОПН энергии, без потери устойчивости его характеристик, после нагрева его до 60°C и дальнейшего приложения одного нормированного прямоугольного импульса тока $I_{пи}$ длительностью $T_{пи}=2000\text{мкс}$, к наибольшему длительно допустимому

рабочему напряжению в кДж/кВ. Характеризует способность ОПН рассеивать определенную энергию без потери своих качеств;

– остающееся напряжение при нормируемом токе коммутационного перенапряжения $U_{ост\ к}$, кВ. Коммутационный импульс тока $I_{к}$ имеет временные параметры 30/60мкс;

– остающееся напряжение при нормируемом токе грозовых перенапряжений $U_{ост\ г}$. Грозовой импульс тока $I_{г}$ имеет временные параметры 8/20 мкс;

– ток взрывобезопасности $I_{вб}$, кА. Это действующее значение тока КЗ при котором срабатывает мембранное устройство (клапан) взрывобезопасности и не происходит взрывного разрушения покрышки ограничителя;

– ток пропускной способности $I_{п}$, кА. Это амплитуда прямоугольного импульса тока длительностью не менее 2000 мкс воздействие которого ОПН выдерживает при испытаниях на пропускную способность 20 раз;

– длина пути утечки внешней изоляции $l_{ут}$, мм.

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$, которое для сетей 35 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot U_{ном.сети}, \quad (95)$$

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot 110 = 132 \text{ кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1.1, [22].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{расч} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}; \quad (96)$$

$$U_{расч} = \frac{132}{1,1} = 120 \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН марки ОПН-110/800/146-10(1)УХЛ1, [22].

Энергия, выделяемая в ограничителе 3-35 кВ:

$$W = 0.5 \cdot C \cdot [(K_n \cdot 0.82 \cdot U_{нр})^2 - (1.77 \cdot U_{но})^2], \quad (97)$$

где C – емкость кабеля или конденсирующей батареи [22];

k – кратность напряжений, [22];

$U_{нр}$ – наибольшее рабочее напряжение сети,

$U_{но}$ – наибольшее дополнительное напряжение ОПН.

$$W = 0.5 \cdot 2 \cdot [(2 \cdot 0.82 \cdot 132)^2 - (1.77 \cdot 120)^2] = 92,3 \text{ кДж}$$

пределяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{W}{U_{ном}}; \quad (98)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{92,3}{110} = 0.827 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН- 110/800/146-10(1)УХЛ1

Для защиты трансформатора напряжения 6 кВ принимаем к установке ОПН-П-6/6,5/10 УХЛ1 встраиваемые в ячейку К-63. Характеристики выбранных ОПН представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Характеристики ОПН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ОПН-П1-/110/800/146-10/3УХЛ1		
$U_{нро} = 110$ кВ	$U_{нс} = 110$ кВ	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20$ кА	$I_{кз} = 8,065$	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^*_{ОПН} = 1,73$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^* = 0,827$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*_{ОПН} > \mathcal{E}^*$
ОПН- 35/40,5-10(1)УХЛ1		
$U_{нро} = 40,5$ кВ	$U_{нс} = 40,5$ кВ	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20$ кА	$I_{кз} = 4,36$ кА	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^*_{ОПН} = 1,73$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^* = 0,827$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*_{ОПН} > \mathcal{E}^*$
ОПН-П-6/6,5/10 УХЛ1		
$U_{нро} = 6,9$ кВ	$U_{нс} = 6,5$ кВ	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20$ кА	$I_{кз} = 10,338$ кА	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^* = 2$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^* = 1,07$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*_{ОПН} > \mathcal{E}^*$

Выбор и результаты оборудования приведены на 1 листе графической части выпускной квалификационной работы.

6 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ МАЛОМЫР

6.1 Заземление подстанции Маломыр

Заземляющие устройства являются составной частью электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для создания цепи при работе защиты от замыканий на землю.

Заземляющее устройство представляет собой сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно это сетка с прямоугольными ячейками, с которой соединяются вертикальные электроды молниеотводов. Кроме того, вертикальные электроды могут устанавливаться и по периметру сетки, для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года согласно [22] должно быть:

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (99)$$

где I – расчетный ток замыкания на землю, А.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

Величину емкостного тока для сетей с неизолированными проводами рекомендуется, определять следующим образом:

$$I_C = \frac{U_{ном} \cdot L_{\Sigma}}{350}, \quad (100)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

L – суммарная длина линий, км.

Суммарная длина смежных линий 110 кВ (отходящих от ПС Пионер) составляет 71 км.

Суммарный емкостный ток сети определяется как сумма описанных выше составляющих для всех гальванически связанных линий сети.

Суммарный емкостный ток в сети 110 кВ равен:

$$I_{C35} = \frac{110 \cdot 70}{350} = 22 \text{ A.}$$

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R \leq \frac{250}{22} = 12 \text{ Ом.}$$

Так как согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом, то в дальнейших расчетах принимаем, что $R \leq 10$ Ом.

Согласно плану ПС Маломыр, определим площадь S подстанции используемой под заземление:

$$S = (38 + 2 \cdot 1,5) \cdot (55,4 + 2 \cdot 1,5) = 2394,4 \text{ м}^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя: $d = 10$ мм, $L_B = 5$ м. Сечение данного прутка составляет $S_{пр.в} = 78,5$ мм²

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{кор} = \pi \cdot \delta_{cp} (d_{пр} + \delta_{cp}), \quad (101)$$

где δ_{cp} – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{cp} = a_{\kappa} \cdot \ln(T)^3 + b_{\kappa} \cdot \ln(T)^3 + c_{\kappa} \cdot \ln(T)^3 + d_{\kappa}, \text{ мм} \quad (102)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

a_k, b_k, c_k, d_k – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\delta_{cp} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 = \\ = 0,782 \text{ мм};$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,78 (10 + 0,78) = 26,49 \text{ мм}^2.$$

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя подстанции согласно условию:

$$S_{пр.в.} \geq F_{кор},$$

$$78,5 \text{ мм}^2 > 26,49 \text{ мм}^2$$

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования, зданий и сооружений подстанции, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать 6×6 метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона d условно делится на целое число с шагом $a_q = 6$ м.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 = \left(\frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.} \quad (103)$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами a , тогда $a = \sqrt{2394,4} = 48,93$ м.

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16 \quad (104)$$

принимаем значение – 8 штук.

Длина ячейки $a_m = a / m = 48,93 / 8 = 6,1$ м.

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.} \quad (105)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_e = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_e} \cdot l_e} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (106)$$

где a_q – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

l_e – длина вертикальных электродов, м.

Округляем до ближайшего целого значения $n_e = 34$ шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{cm} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_e \cdot l_e} \right), \quad (107)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

A – параметр зависящий от соотношения l_e / \sqrt{S} , равный 0,05.

$$R_{cm} = 100 \cdot \left(\frac{0,05}{48,93} + \frac{l}{798,13 + 34 \cdot 5} \right) = 0,32 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление $R_{и}$ определяется умножением сопротивления при стационарном режиме $R_{ст}$ на импульсный коэффициент $\alpha_{и}$, зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_u = R_{ct} \cdot \alpha_u, \quad (108)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{mol} + 45)}}, \quad (109)$$

где I_{mol} – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot 48,93}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,26$$

$$R_u = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 2,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 2,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

6.2 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Принимаем высоту молниеотвода равной 30 м.

Зона защиты молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания r_0 на уровне земли [22].

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м}; \quad (110)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м}; \quad (111)$$

Устанавливаем пять молниеотводов на линейных порталах и один отдельностоящий молниеотвод.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cz} - h_i}{h_{cz}}, \quad (112)$$

где h_{cz} – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами ;

r_{c0} – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Высота внутренней зоны защиты в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты определяется по формуле:

$$h_{cz} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (113)$$

Для молниеотводов 1 и 2 границы внутренней области зоны защиты:

$$h_{cz1} = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \cdot (44,7 - 30) = 28,87 \text{ м}$$

При расстояниях между молниеотводами $h < L_{м-м} \leq 2h$ половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна: $r_{c0} = r_0$.

$$r_{c12} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cz12} - h_{ан}}{h_{cz12}} = 31,2 \cdot \frac{22,87 - 16,5}{22,87} = 8,69 \text{ м} \quad (114)$$

Радиус зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{ан}}{h_{эф}} \right) = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{16,5}{25,5} \right) = 11,01 \quad (115)$$

Таблица 12 – Параметры молниезащиты

Молниеотводы	Высота внутренней зоны защиты h_{cz} , м	Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли r_{ci} , м	
		Линейный портал	Шинный портал
1-2	22,87	8,69	16,19
2-3	20,29	5,83	14,29
3-4	21,31	7,04	15,1
4-5	23,42	9,22	16,55
5-6	19,16	4,18	12,81
6-1	22,65	8,17	15,47

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

7.1 Общие принципы построения защит

Релейная защита содержит три части: измерительную, логическую и выходную. В измерительную часть входят измерительные и пусковые органы защиты, которые воздействуют на логическую часть при отклонении электрических параметров (тока, напряжения, мощности, сопротивления) от значений, предварительно заданных для защищаемого объекта.

Логическая часть состоит из отдельных переключающих элементов и органов выдержки времени, которые при определенном действии (срабатывании) измерительных и пусковых органов в соответствии с заложенной в логическую часть программой запускают выходную часть.

Выходная часть связывает релейную защиту с цепями управления коммутационными аппаратами (выключателями) и устройствами передачи команд по каналам связи и телемеханики. Выходные органы защиты имеют на выходе переключающие элементы достаточной мощности, обеспечивающие работу цепей управления.

До последнего времени все органы релейной защиты выполнялись только с помощью электромеханических реле. Такая аппаратура устарела и нуждается в замене. На ней трудно добиться высокой точности, быстродействия, выполнить сложные характеристики. Для поддержания рабочего состояния защиты требуются значительные трудозатраты на техническое обслуживание. Аппаратура занимает много места и требует большого количества электротехнических материалов. Значительное потребление энергии требует мощных источников питания оперативным током, а также большой мощности измерительных трансформаторов тока и напряжения. Нередко новые требования к релейной защите не могут быть удовлетворены из-за несовершенства аппаратуры, содержащей электромеханические устройства.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных, а тем более электромеханических. В частности, эти преимущества заключаются в следующем:

- повышении аппаратной надежности, массы и габаритов устройств благодаря существенному уменьшению числа используемых блоков и соединений;
- существенном повышении удобства обслуживания и возможности сокращения обслуживающего персонала;
- расширении и улучшении качества защитных функций (чувствительности, селективности, статической и динамической устойчивости функционирования);
- возможности непосредственной регистрации процессов и событий и анализа возникших в энергосистеме повреждений;
- принципиально новых возможностей управления защитой и передачи от нее информации на географически удаленные уровни управления;
- технологичности производства.

7.2 Защита силового трансформатора ТЗ

В обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня мас-ла, повышение его температуры.

Согласно ПУЭ требуются следующие защиты для трансформатора:

- Защита от внутренних повреждений для трансформаторов менее 4МВА
- максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности дифференциальная защита.

– Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.

– Защита от внешних коротких замыканий - максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений.

– Защита от однофазных коротких замыканий на сторонах трансформатора с глухозаземленной нейтралью.

– Защита от перегрузки с действием на сигнал. В ряде случаев, на ПС без обслужи-вающего персонала, защита от перегрузки выполняется с действием на разгрузку или на отключение.

Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т».

7.3 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{ном.N} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.N}}, \quad (116)$$

где $S_{ном.тр}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{ном.N}$ – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора Т 3 на ПС Маломыр равны:

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 84 \text{ A},$$

$$I_{ном.НН} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.НН}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6} = 1540 \text{ A}$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{ном.втор.}N} = \frac{I_{\text{ном.}N} \cdot I_{\text{н.ТТ.}B}}{I_{\text{н.ТТ.}П}} = \frac{I_{\text{ном.}N}}{K_{\text{ТР.ТТ.}N}}, \quad (117)$$

где $K_{\text{ТР.ТТ.}N} = I_{\text{н.ТТ.}П} / I_{\text{н.ТТ.}B}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{\text{н.ТТ.}П}$, $I_{\text{н.ТТ.}B}$ – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{ТР.ТТ.}BH} = 100 / 5 = 20 \quad (118)$$

$$K_{\text{ТР.ТТ.}HH} = 2000 / 5 = 400$$

$$I_{\text{ном.втор.}BH} = \frac{84}{20} = 4,2 \text{ A}$$

$$I_{\text{ном.втор.}HH} = \frac{1540}{400} = 3,85 \text{ A}$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТ}N} \leq 5 \quad (119)$$

$$I_{\text{ном.}BH} = 4,2 \text{ A, выбираем } 5 \text{ A}$$

$$I_{\text{ном.}HH} = 3,85 \text{ A, выбираем } 5 \text{ A}$$

7.4 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ))

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке 4. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

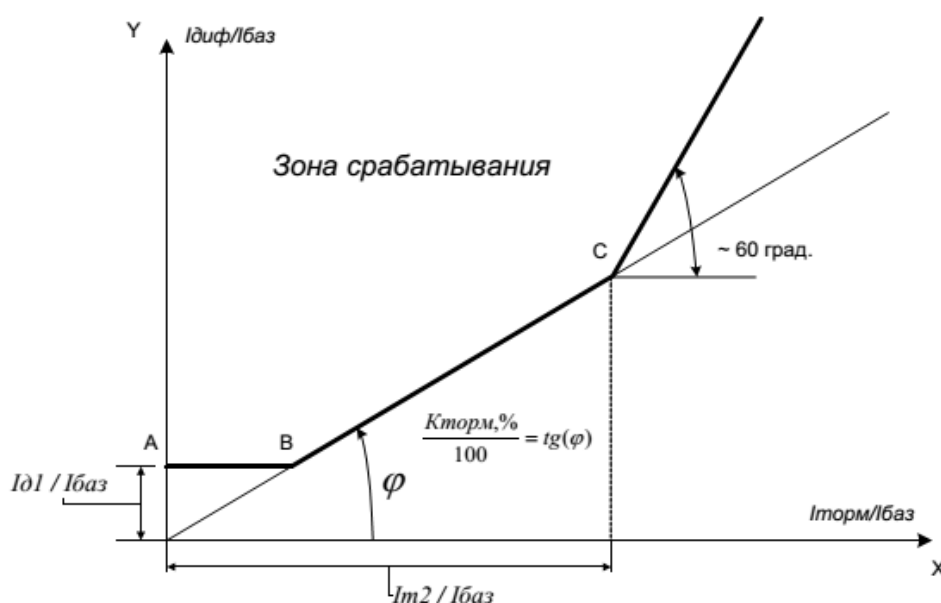


Рисунок 4 – Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

$I_{д1}/I_{ном.ВН}$ – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к $I_{баз}$) срабатывания;

$K_{торм}, \%$ – коэффициент торможения второго участка характеристики;

$I_{т2}/I_{ном.ВН}$ – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки $I_{\text{ном.ВН}}$.

Характеристика имеет три участка:

Участок 1 (отрезок А- В): точка В (точка первого излома характеристики) получается как пересечение уставки ДЗТ-2 – $I_{\text{д1}}/ I_{\text{ном.ВН}}$ с прямой, проходящей через начало координат и точку С. На данном участке дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный.

Участок 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками наклоном прямой ДЗТ-2 – $K_{\text{торм, \%}}$ и ДЗТ-2 – $I_{\text{т2}}/ I_{\text{ном.ВН}}$.

Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Значение $I_{\text{д1}}/I_{\text{ном.ВН}}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{\text{диф}}/I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}, \quad (120)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}}, \quad (121)$$

$$I'_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (122)$$

$$I''_{\text{нб.расч}} = \Delta U \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (123)$$

$$I'''_{\text{нб.расч}} = f_{\text{выр}} \cdot I_{\text{расч}}^*, \quad (124)$$

где $I'_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно /4/;

$k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,05;

$I_{\text{нб.расч}}'''$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

ΔU – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I_{\text{нб.расч}}'''$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{\text{выр}}$ – погрешность выравнивания токов плеч терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I_{\text{расч}}^*$ – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при трехфазном КЗ.

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 13,2 = 0,49 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,2 \cdot 0,24 = 0,59 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения $K_{\text{торм}}$ должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76 \quad (125)$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}} \quad (126)$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,49 / 0,76 = 77\%$$

Вторая точка излома тормозной характеристики $I_{T2}/I_{\text{баз}}$ определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_T/I_{\text{баз}}=1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_T/I_{\text{баз}}=1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную $I_{T2}/I_{\text{баз}} = 1,5 - 2$.

7.5 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{\text{дто}} \geq 6$$

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}$$

где $k_{\text{отс}}=1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.расч}}$ – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете $I_{\text{нб.расч*}}$ коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным $3 \div 4$. Величина $I_{\text{расч*}}$ принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 13,2 = 2,65 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 2,65 = 3,31 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 3,5 \text{ о.е.}$

7.6 Выбор уставок максимальной токовой защиты

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{зап}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (127)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{\text{зап}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. Согласно [20] для городских сетей общего назначения: $K_{\text{зап}}=2,5$;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{\text{раб, макс}}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 577 = 1923 \text{ A}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 865 = 2883 \text{ A}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз, мин}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (128)$$

где $I_{\text{кз, мин}}$ – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{\text{уст}}$ – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,25 \cdot 10^3}{1923} = 2,21, > 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3,79 \cdot 10^4}{2883} = 3,056 > 1,5$$

Выбор и результаты релейной защиты приведены на 6 листе графической части выпускной квалификационной работы.

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ВЛ 110 кВ СТОЙБА – МАЛОМЫР

8.1 Расчет уставок устройств релейной защиты и автоматики линий

8.1.1 Токовая защита нулевой последовательности ПС Стойба - ПС Маломыр

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с органом направления мощности или без него. В качестве токового органа защиты используется реле типа РТ-40 (иногда реле РНТ-560), которое включается на вход фильтра тока нулевой последовательности. В качестве такого фильтра часто используется нулевой провод трансформаторов тока, соединенных по схеме полной звезды.

8.1.2 Расчёт уставок срабатывания

Отстройку тока срабатывания первой ступени выполняем от максимального тока $3I_0$, протекающего через защиту при КЗ за выключателем смежного участка. Для получения максимального тока $3I_0$ отключаем трансформаторы на шинах приемной подстанции и по кривым спада определяем необходимый расчётный ток.

Защита включает в себя токовую отсечку нулевой последовательности, токовую отсечку с выдержкой времени, максимальную токовую защиту нулевой последовательности.

1 ступень защиты (t=0 сек)

а) Ток срабатывания защиты в начале защищаемого участка (на шинах Стойба).

$$I_{c.з} = k_{зан} \cdot I_{расч} = k_{зан} \cdot 3 \cdot I_{0max}, \quad (129)$$

где $k_{зан}$ - коэффициент запаса ($k_{зан} = 1,3$ для линий 110 кВ)

$$I_{c.з} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,584 = 2,102 \text{ кА}. \quad (130)$$

б) Ток срабатывания защиты в конце защищаемого участка (на шинах ПС Маломыр).

$$I_{c.з} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,663 = 2,387 \text{ кА.} \quad (131)$$

Мгновенная отсечка не проверяется по чувствительности, но для неё должна быть определена зона действия. Для определения ее зоны берем максимальное значение тока срабатывания $I_{c.з} = 2,387 \text{ кА}$.

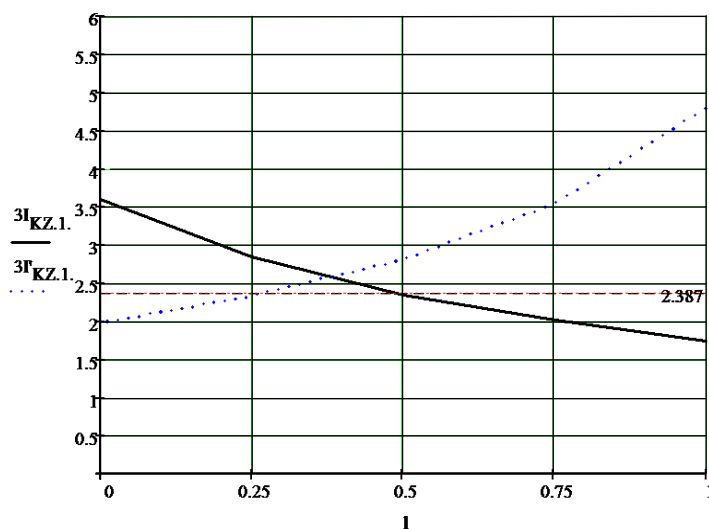


Рисунок 5 – Зоны действия мгновенной токовой отсечки

Полученное значение токов срабатывания защиты удовлетворяет по чувствительности (зона защиты больше 25%)

2 ступень защиты ($t=0,5 \text{ сек}$)

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий.

$$I_{сз}^{II} = k_з \cdot k_{ток} \cdot 3I_{0с.з.см}^{I(II)}, \quad (132)$$

где $k_з = 1,1$ – коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий;

$k_{ток}$ – коэффициент тока распределения;

$I_{0с.з.см}^{I(II)}$ - ток срабатывания первой или второй ступеней защиты смежной линии.

Выдержка времени отсечки второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5$ с) больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

При отстройке от защит нескольких линий в качестве расчетных принимаются наибольшие значения тока срабатывания и выдержки времени.

Чувствительность отсечки второй ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце защищаемой линии при минимальном режиме.

3 ступень защиты

Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от вторых и третьих ступеней защит смежных линий (аналогично выбору второй ступени), а также по условиям отстройки от максимального тока небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$I_{сз}^{III} = k_з \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.макс}^3, \quad (133)$$

где $k_з = 1,2$ – коэффициент запаса по избирательности;

$k_{пер}$ - коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме ($k_{пер} = 2$);

$k_{нб}$ - коэффициент небаланса ($k_{нб} = 0,05$);

$I_{к.макс}^3$ - максимальный ток короткого замыкания в месте КЗ.

$$I_{сз}^{III} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 3,7 = 0,444. \quad (134)$$

Выдержка времени отсечки третьей ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при металлическом однофазном повреждении в конце смежного участка (в каскаде):

$$k_q^{III} = \frac{3I_{0_{мин}}}{I_{0сз}^{III}} \geq 1,2; \quad (135)$$

$$k_q^{III} = \frac{1,6}{0,444} = 3,604 \geq 1,2. \quad (136)$$

Защита проходит по чувствительности.

6.1.3 Токовая защита нулевой последовательности.

I ступень защиты (t=0 сек)

а) Ток срабатывания защиты в начале защищаемого участка (на шинах ПС Стойба).

$$I_{с.з} = k_{зан} \cdot I_{расч} = k_{зан} \cdot 3 \cdot I_{0_{max}}, \quad (137)$$

где $k_{зан}$ - коэффициент запаса ($k_{зан} = 1,3$ для линий 110 кВ)

$$I_{с.з} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,094 = 0,367 \text{ кА}. \quad (138)$$

б) Ток срабатывания защиты в конце защищаемого участка (на шинах ПС Маломыр).

$$I_{с.з} = 1,3 \cdot 3 \cdot 0,12 = 0,468 \text{ кА}. \quad (139)$$

Мгновенная отсечка не проверяется по чувствительности, но для неё должна быть определена зона действия. Для определения ее зоны берем максимальное значение тока срабатывания $I_{с.з} = 0,468 \text{ кА}$.

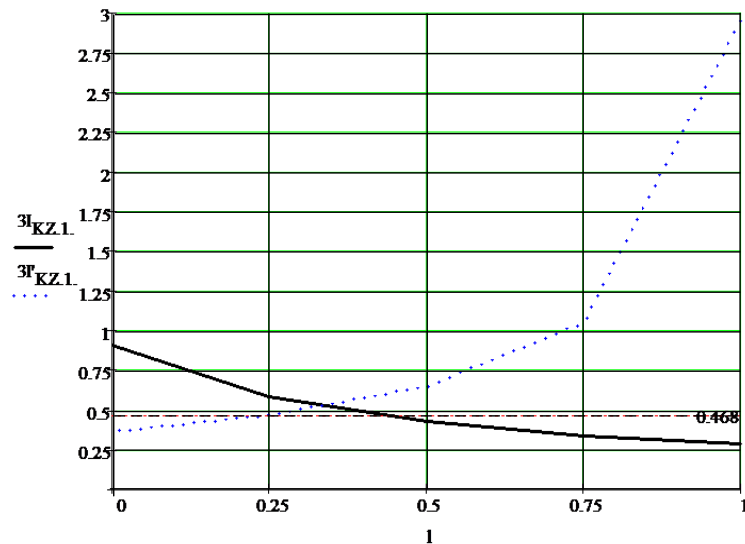


Рисунок 6 – Зоны действия мгновенной токовой отсечки

Полученное значение токов срабатывания защиты удовлетворяет по чувствительности (зона защиты больше 25%)

2 ступень защиты ($t=0,5$ сек)

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий.

$$I_{сз}^{II} = k_з \cdot k_{ток} \cdot 3I_{0с.з.см}^{I(II)}, \quad (140)$$

где $k_з=1,1$ – коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий;

$k_{ток}$ - коэффициент тока распределения;

$I_{0с.з.см}^{I(II)}$ - ток срабатывания первой или второй ступеней защиты смежной линии.

Выдержка времени отсечки второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5$ с) больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

При отстройке от защит нескольких линий в качестве расчетных принимаются наибольшие значения тока срабатывания и выдержки времени.

Чувствительность отсечки второй ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце защищаемой линии при минимальном режиме.

3 ступень защиты

Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от вторых и третьих ступеней защит смежных линий (аналогично выбору второй ступени), а также по условиям отстройки от максимального тока небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$I_{сз}^{III} = k_3 \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.макс}^3, \quad (141)$$

где $k_3 = 1,2$ – коэффициент запаса по избирательности;

$k_{пер}$ - коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме ($k_{пер} = 2$);

$k_{нб}$ - коэффициент небаланса ($k_{нб} = 0,05$);

$I_{к.макс}^3$ - максимальный ток короткого замыкания в месте КЗ.

$$I_{сз}^{III} = 1,3 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 1,3 = 0,156. \quad (142)$$

Выдержка времени отсечки третьей ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при металлическом однофазном повреждении в конце смежного участка (в каскаде):

$$k_{ч}^{III} = \frac{3I_{0,мин}}{I_{0сз}^{III}} \geq 1,2; \quad (143)$$

$$k_{ч}^{III} = \frac{1,6}{0,56} = 10,256 \geq 1,2. \quad (144)$$

Защита проходит по чувствительности.

6.1.4 Токовая защита нулевой последовательности ПС Стойба – Маломыр.

1 ступень защиты (t=0 сек)

а) Ток срабатывания защиты в начале защищаемого участка (на шинах ПС Стойба).

$$I_{с.з} = k_{зан} \cdot I_{расч} = k_{зан} \cdot 3 \cdot I_{0max}, \quad (145)$$

где $k_{зан}$ - коэффициент запаса ($k_{зан} = 1,2$ для линий 110 кВ)

$$I_{с.з} = 1,2 \cdot 3 \cdot 0,529 = 1,904 \text{ кА}. \quad (146)$$

б) Ток срабатывания защиты в конце защищаемого участка (на шинах ПС Маломыр).

$$I_{с.з} = 1,2 \cdot 3 \cdot 0,266 = 0,958 \text{ кА}. \quad (147)$$

Мгновенная отсечка не проверяется по чувствительности, но для неё должна быть определена зона действия. Для определения ее зоны берем максимальное значение тока срабатывания $I_{с.з} = 0,958$ кА.

Полученное значение токов срабатывания защиты удовлетворяет по чувствительности (зона защиты больше 25%)

2 ступень защиты (t=0,5 сек).

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий.

$$I_{сз}^{II} = k_3 \cdot k_{ток} \cdot 3I_{0с.з.см}^{I(II)}. \quad (148)$$

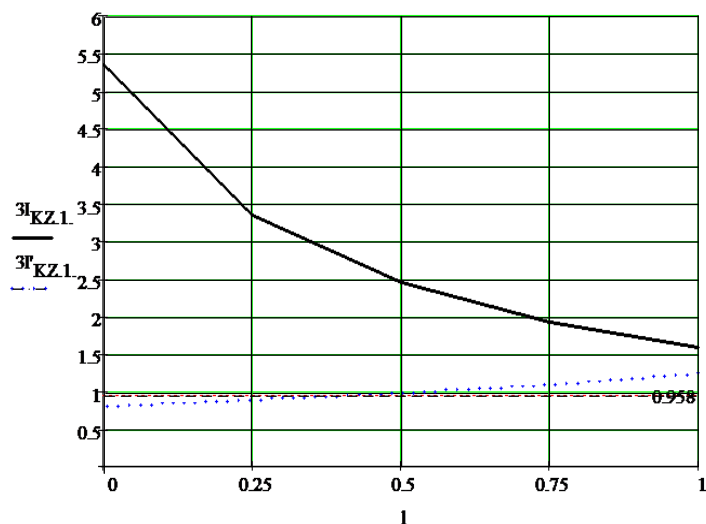


Рисунок 7 – Зоны действия мгновенной токовой отсечки

где $k_3=1,1$ – коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий;

$k_{ток}$ - коэффициент тока распределения;

$I_{0с.з.см}^{(II)}$ - ток срабатывания первой или второй ступеней защиты смежной линии.

Выдержка времени отсечки второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0,5$ с) больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

При отстройке от защит нескольких линий в качестве расчетных принимаются наибольшие значения тока срабатывания и выдержки времени.

Чувствительность отсечки второй ступени проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце защищаемой линии при минимальном режиме.

3 ступень защиты

Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от вторых и третьих ступеней защит смежных линий .

$$I_{сз}^{III} = k_3 \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.макс}^3, \quad (149)$$

где $k_3 = 1,2$ – коэффициент запаса по избирательности;

$k_{пер}$ - коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме ($k_{пер} = 2$);

$k_{нб}$ - коэффициент небаланса ($k_{нб} = 0,05$);

$I_{к.макс}^3$ - максимальный ток короткого замыкания в месте КЗ.

$$I_{сз}^{III} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,05 \cdot 0,6 = 0,072. \quad (150)$$

Выдержка времени отсечки третьей ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, от которых произведена отстройка.

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при металлическом однофазном повреждении в конце смежного участка (в каскаде):

$$k_q^{III} = \frac{3I_{0.мин}}{I_{0сз}^{III}} \geq 1,2; \quad (151)$$

$$k_q^{III} = \frac{1,6}{0,072} = 22,3 \geq 1,2. \quad (152)$$

Защита проходит по чувствительности.

8.2 Перевод уставок защит к параметрам микропроцессорного терминала

Для защиты линии выбираем микропроцессорный терминал релейной защиты АВВ – RET 511.

Уставки по оси X и R характеристики РС 1, 2, 3 степени рассчитываются по формулам, данные берутся с электромеханической ДЗ, производится перерасчет уставок:

$$X_i = (Z_i \cdot (1 + \sin \varphi_{м.ч}))/2; \quad (153)$$

$$R_i = Z_i / 1 + \sin \varphi_{\text{м.ч}} \quad (154)$$

После расчета по данным формулам получаем уставки срабатывания защиты на микропроцессорной базе.

Сведем полученные результаты в таблицу 13.

Таблица 13 - Уставки ИО ДЗ $Z_{1-5\text{ст}}$

	Наименование	Значение	
		ПС Стойба	ПС Маломыр
1	2	3	
1	Уставки по оси X характеристики РС 1 ступени при КЗ на землю, Ом (1/Ином...500/ Ином) шаг 0,01	2,2	
2	Уставки по оси R характеристики РС 1 ступени при КЗ на землю, Ом (1/Ином...500/ Ином) шаг 0,01	2,2	
3	Угол наклона φ_1 характеристики РС 1 при КЗ на землю ступени, ° (45...89 шаг 1)	77	
4	Корректирующий множитель КKR коэффициента компенсации тока нулевой последовательности по активному сопротивлению, о.е. (0,00...3,00 шаг 0,01) (по умолчанию КKR =1,00)	1	
5	Корректирующий множитель ККХ коэф. компенсации тока нулевой последовательности по реактивному сопротивлению, о.е. (0,00...3,00 шаг 0,01) (по умолчанию ККХ = 1,00)	1	
6	Уставка по оси X характеристики РС 1 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	7,26	7,26
7	Уставка по оси R характеристики РС 1 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	3,687	3,687
8	Угол наклона φ_1 характеристики РС 1 ступени, ° (45...89 шаг 1)	80	80
9	Угол наклона φ_4 верхней части характеристики РС 1 ступени, ° (-45...0 шаг 1)	0	0
10	Уставка по оси X характеристики РС 2 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	18,622	14,602
11	Уставка по оси R характеристики РС 2 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	9,452	7,412
12	Угол наклона φ_1 характеристики РС 2 ступени, ° (45...89 шаг 1)	80	80
13	Уставка по оси X характеристики РС 3 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	129,481	129,481
14	Уставка по оси R характеристики РС 3 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	65,723	65,723
15	Угол наклона φ_1 характеристики РС 3 ступени, ° (45...89 шаг 1)	80	80

Продолжение таблицы 13

1	2	3
16	Уставка по оси X характеристики РС 4 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
17	Уставка по оси R характеристики РС 4 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
18	Угол наклона ϕ_1 характеристики РС 4 ступени, ° (45...89 шаг 1)	77
19	Направленность 4 ступени (вперед, назад)	вперед
20	Уставка по оси X характеристики РС 5 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
21	Уставка по оси R характеристики РС 5 ступени, Ом (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	2,2
22	Угол наклона ϕ_1 характеристики РС 5 ступени, ° (45...89 шаг 1)	77
23	Направленность 5 ступени (вперед, назад)	вперед
24	Угол наклона ϕ_3 нижней левой части характеристики, ° (91...135 шаг 1)	120
25	Угол наклона ϕ_2 нижней правой части характеристики, ° (-45...0 шаг 1)	-22
26	Уставка по оси R нагрузочного режима (1/Ином...500/ Ином шаг 0,01)	81,21
27	Угол выреза нагрузочного режима (1...70 шаг 1)	нет

После перерасчета уставок дистанционной защиты линии, можно построить графики срабатывания ступеней.

На рисунках 8 и 9 представлены характеристики срабатывания ДЗ в микропроцессорном исполнении.

На этих графиках видно, что ступени срабатывания не заходят на нагрузку, т.е. защита отстроена от нагрузки.

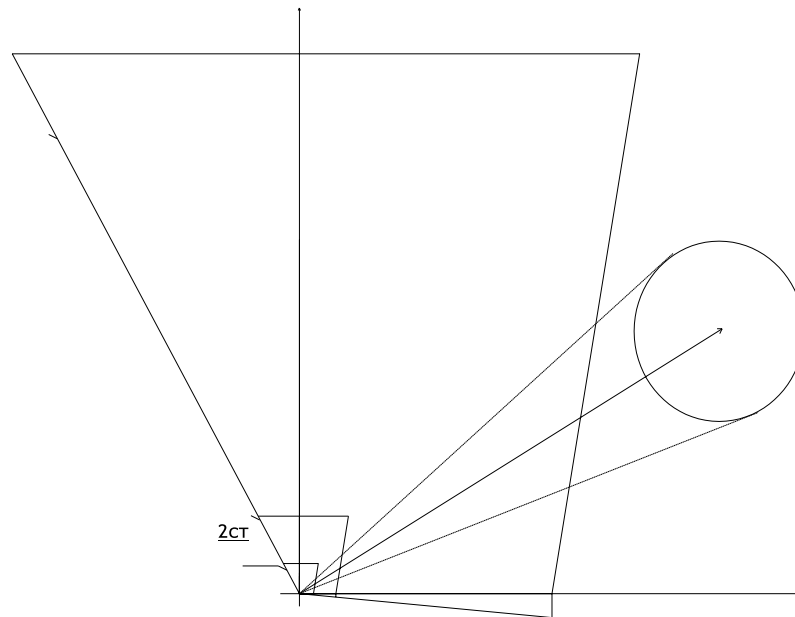


Рисунок 8 - Характеристика срабатывания ДЗ со стороны ПС Стойба

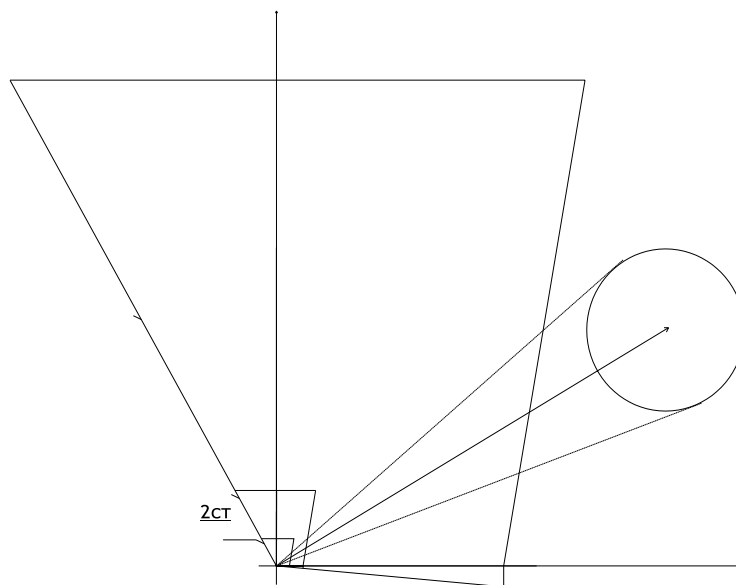


Рисунок 9 - Характеристика срабатывания ДЗ со стороны ПС Маломыр

8.3 Расчет уставок максимальной токовой отсечки и ТЗНП

В ходе расчета были выбраны уставки срабатывания ТЗНП в первичных величинах.

Для защиты линий от КЗ на землю применяется защита, реагирующая на ток и мощность нулевой последовательности. Необходимость специальной защиты от КЗ на землю вызывается тем, что этот вид повреждений является

преобладающим, а защита, включаемая на ток и напряжение нулевой последовательности, осуществляется более просто и имеет ряд преимуществ по сравнению с рассмотренной выше токовой защитой, реагирующей на полные токи фаз. Защиты нулевой последовательности выполняются в виде токовых максимальных защит и отсечек как простых, так и направленных.

Для того, чтобы рассчитать токовую защиту нулевой последовательности, необходимо определить уставки первых ступеней защиты сети.

Отсечка является разновидностью токовой защиты, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. Токовые отсечки подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени (около 0,3 – 0,6 с). В отличие от максимальной токовой защиты селективность действия токовой отсечки достигается не выдержкой времени, а ограничением зоны ее действия. Для этого ток срабатывания отсечки должен быть больше максимального тока КЗ, проходящего через защиту при повреждении в конце участка, за пределами которого отсечка не должна работать. Такой способ ограничения зоны действия основан на том, что ток КЗ зависит от величины сопротивления до места повреждения.

Для линии с двухсторонним питанием токовые отсечки устанавливаются с двух сторон. Для их селективной работы должна выполняться отстройка от максимального тока внешнего короткого замыкания.

Уставки МТО выбраны графически, кривые токов спадаания представлены на рисунке 10.

На этом графике видно, что защита МТО со стороны Стойба выполняется на 70% защищаемой линии, а со стороны ПС Маломыр на 65%.

$$I_{КЗ.ЗАЩ} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{ЭКВ} + Z_{Л})} \quad (155)$$

Результаты расчета ТЗНП сведены в таблице 14 и 15.

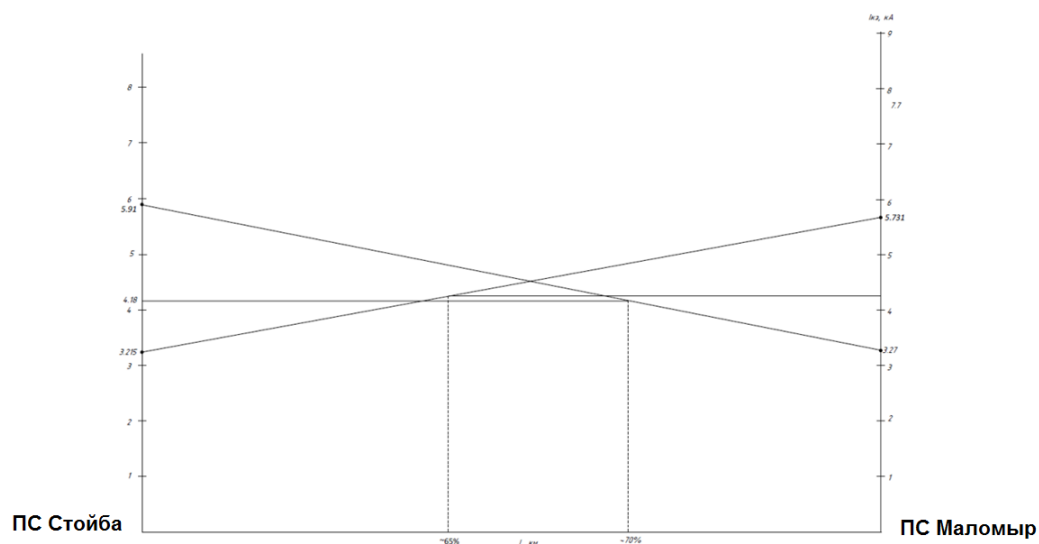


Рисунок 10 – Кривые спада ТКЗ для определения уставки МТО

Таблица 14 – Результаты расчета ТЗНП со стороны ПС Стойба

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Ток срабатывания 1 ступени ТЗНП, А	2083	10,415
Ток срабатывания 2 ступени ТЗНП, А	751,129	3,75
Ток срабатывания 3 ступени ТЗНП, А	165,332	0,826
Ток срабатывания 4 ступени ТЗНП, А	51,043	0,25
Выдержка времени срабатывания 1 ступени ТЗНП, с	0,3 с	
Выдержка времени срабатывания 2 ступени ТЗНП, с	0,8 с	
Выдержка времени срабатывания 3 ступени ТЗНП, с	1,2 с	
Выдержка времени срабатывания 4 ступени ТЗНП, с	1,7 с	
Ток срабатывания МТО, А	4180	

Таблица 15 – Результаты расчета ТЗНП со стороны ПС Маломыр

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
Ток срабатывания 1 ступени ТЗНП, А	1605	8,025
Ток срабатывания 2 ступени ТЗНП, А	1398	6,99
Ток срабатывания 3 ступени ТЗНП, А	173,2	0,866
Ток срабатывания 4 ступени ТЗНП, А	78,78 3	0,39
Выдержка времени срабатывания 1 ступени ТЗНП, с	0,3 с	
Выдержка времени срабатывания 2 ступени ТЗНП, с	0,8 с	
Выдержка времени срабатывания 3 ступени ТЗНП, с	1,2 с	
Выдержка времени срабатывания 4 ступени ТЗНП, с	1,7 с	
Ток срабатывания МТО, А	4253	

8.4 Расчет уставок дифференциальной защиты линии

Дифференциальные защиты линии (ДЗЛ) - защиты, которые сравнивают электрические величины в заданных местах защищаемой линии. Диф.защиты линии абсолютно селективны и выполняются без выдержки времени. ДЗЛ подразделяются на продольную и поперечную.

Продольная ДЗЛ подключается на токи по концам защищаемой линии так, что в нормальных режимах и при внешних КЗ геометрическая сумма векторов токов была равна нулю, а при КЗ на защищаемой линии – току КЗ.

Поперечная ДЗЛ подключается на разность токов параллельных линий. При внешнем КЗ по параллельным ЛЭП протекают одинаковые по величине и направлению токи, в связи с чем дифференциальный ток в защите равен нулю. При КЗ на одной из линий дифференциальный ток приобретает значительную величину, достаточную для срабатывания защиты. Данная защита

получила, довольно, не особо широкое распространение, на данный момент больше не устанавливается.

В данном случае, будет использован терминал на микропроцессорной базе фирмы "ABB", RET 670.

8.5 Выбор уставки дифференциальной защиты

Выбор уставок происходит по отстройке от следующего:

1. Выбор уставки по условию отстройки от емкостного тока линии.
2. Выбор уставки по условию отстройки от тока небаланса максимального нагрузочного режима, вызванного потерями мощности в максимальном нагрузочном режиме.

Отстройка от броска тока намагничивания трансформатора, находящегося в зоне действия защиты, не требуется, т.к. защита блокируется при появлении броска тока намагничивания.

3. Выбор уставки по условию отстройки от тока небаланса броска тока намагничивания трансформатора подстанции своего и противоположного концов линии при опробовании трансформатора со стороны защищаемой линии.

4. Отстройка требуется, если блокировка при броске тока намагничивания не вводится (блокировка может не вводиться при отсутствии трансформаторов в зоне действия защиты).

5. Выбор уставки по условию отстройки от тока небаланса внешнего КЗ на подстанции.

Отстройка выполняется при включении защиты на сумму ТТ двух и более присоединений для исключения работы ДЗЛ при внешнем КЗ.

При отстройке должен учитываться бросок тока из-за наличия апериодической составляющей в токе КЗ.

Выбор уставки по условию обеспечения отстройки от внешнего КЗ.

Для обеспечения надежного торможения при внешнем КЗ ток торможения должен превышать дифференциальный ток.

6. Выбор уставки по условию обеспечения требуемой чувствительности.

Должна обеспечиваться чувствительность при 1 и 2- фазном КЗ в зоне действия защиты при двухстороннем включении линии в минимальном режиме работы сети.

Проверка чувствительности при минимальном токе КЗ без переходного сопротивления: $K_{ч} \geq 2,0$.

Отстройка от тока небаланса внешнего КЗ приводит к загроблению уставки и снижению чувствительности защиты.

8.6 Автоматическое повторное включение

Статистические данные о повреждаемости линий электропередачи показывают, что доля неустойчивых повреждений составляет от 50 % до 90% [21].

Учитывая, что отыскание места повреждения на линии электропередачи путем ее обхода требует длительного времени, и что многие повреждения носят неустойчивый характер, обычно при ликвидации аварий оперативный персонал производит опробование линии путем включения ее под напряжение. Операцию включения под напряжение отключившейся линии называют повторным включением.

Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остается в работе. Повторные включения при неустойчивых повреждениях принято называть успешными.

Реже на линиях возникают такие повреждения, как обрывы проводов, тросов или гирлянд изоляторов, падение или поломка опор и т. д. Такие повреждения не могут самоустраниться, и поэтому их называют устойчивыми. При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение с коротким замыканием, линия вновь отключается защитой. Повторные включения линий при устойчивых повреждениях называют неуспешными.

Повторное неавтоматическое включение линий на подстанциях с постоянным оперативным персоналом или на телеуправляемых объектах занимает несколько минут, а на подстанциях не телемеханизированных и без

постоянного оперативного персонала – $(0,5 \div 1)$ час и более. Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей широко используются специальные устройства автоматического повторного включения. Время действия АПВ обычно не превышает нескольких секунд. Поэтому, при успешном включении они быстро подают напряжение потребителям, чего не может обеспечить оперативный персонал.

Согласно [21] обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением 1000 В и выше.

Наиболее эффективно применение АПВ на линиях с односторонним питанием, так как в этих случаях каждое успешное действие АПВ восстанавливает питание потребителей и предотвращает аварию.

Схемы АПВ, применяемые на линиях и другом оборудовании, должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) Схемы АПВ должны приходить в действие при аварийном отключении выключателя (или выключателей), находившегося в работе. В некоторых случаях схемы АПВ должны отвечать дополнительным требованиям, при выполнении которых разрешается пуск АПВ, например, при наличии или при отсутствии напряжения, при наличии синхронизма и т. д.

2) Схемы АПВ не должны приходить в действие при оперативном отключении выключателя персоналом, а также в случаях, когда выключатель отключается релейной защитой сразу же после его включения персоналом, т. е. при включении выключателя на КЗ, поскольку повреждения в таких случаях обычно бывают устойчивыми.

3) Схемы АПВ должны обеспечивать определенное количество повторных включений, т. е. действие с заданной кратностью. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия.

4) Время действия АПВ должно быть минимально возможным для того чтобы обеспечить быструю подачу напряжения потребителям и восстановить нормальный режим работы. Наименьшая выдержка времени, с которой

производится АПВ на линиях с односторонним питанием, принимается 0,3–0,5 с.

5) Схемы АПВ должны автоматически обеспечивать готовность выключателя, на который действует АПВ, к новому действию после его включения.

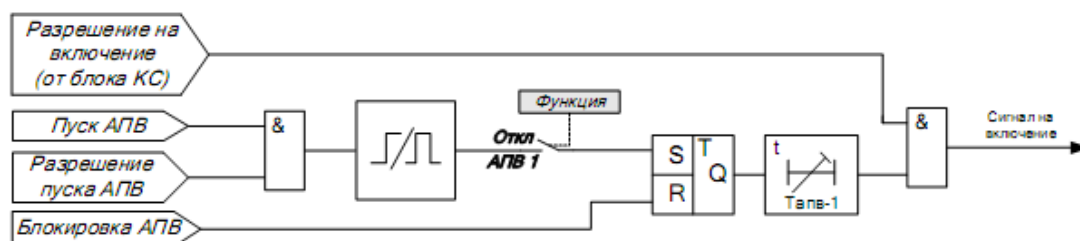


Рисунок 11 – Упрощенная функционально-логическая схема работы АПВ

Для параллельных линий с односторонним питанием примем на питающем конце однократное АПВ без контроля по напряжению, на приемном конце – однократное АПВ с контролем наличия напряжения на линии для того, чтобы избежать суммарно двойного включения выключателей на устойчивое КЗ внутри питающей линии. [14].

8.7 УРОВ (устройство резервирования при отказе выключателя)

Устройство резервирования при отказе выключателя – разновидность автоматики электрических сетей напряжением выше 1 кВ, предназначенная для отключения выключателя последующего участка при отказе выключателя предыдущего участка в аварийных ситуациях.

В данном случае УРОВ устанавливаем на выключателях по 6 кВ ПС Маломыр.

При коротком замыкании в сети релейная защита поврежденного участка подаёт сигнал на отключение выключателя, питающего данный участок, при этом пусковые органы УРОВ также вводятся в действие на отключение смежных выключателей с выдержкой времени, достаточной для срабатывания резервируемого выключателя; при успешном срабатывании последнего УРОВ возвращается в исходное состояние и блокируется. В случае, если выключатель

по каким-либо причинам (неисправность механической части, его цепей управления) не отключился, то по истечении заданной выдержки времени УРОВ произведёт отключение всех смежных выключателей, питающих повреждённую линию и находящихся ближе к источнику питания (по отношению к не отключившемуся выключателю).

Для пуска УРОВ необходимо выполнение двух условий:

- срабатывание релейной защиты на отключение выключателя, питающего непосредственно повреждённую линию;
- факт наличия аварийных параметров, свидетельствующих о том, что повреждение по каким-либо причинам не устранено.

УРОВ не может резервировать отказ релейной защиты не сработавшего выключателя, поэтому применение УРОВ предусматривает обязательное использование резервной релейной защиты в дополнение к основной, при этом цепи обеих защит должны быть полностью независимы друг от друга, так, что неисправность в цепи одной защиты не могла вызвать отказ другой (питание оперативных цепей производится от разных предохранителей или автоматических выключателей, каждый пусковой орган обеих защит также выполняется независимым и включаются на собственный независимый комплект трансформаторов тока, сигналы на отключение выключателей осуществляется от разных выходных реле). Обычно резервный комплект релейной защиты имеет пусковые органы по току или напряжению, выполняемые посредством:

- минимального реле напряжения прямой последовательности с блокировкой по напряжениям обратной и нулевой последовательности (при к.з. происходит уменьшение напряжения прямой последовательности и появление напряжений обратной и нулевой последовательностей);
- трёх максимальных токовых реле или одного трёхфазного максимального токового реле.

Вторые пусковые реле должны надёжно действовать при появлении к.з. в пределах защищаемого присоединения.

Основной уставкой УРОВ является время выдержки на отключение смежных выключателей и поскольку защита подаёт сигнал одновременно сразу на отключение основного выключателя и на УРОВ (которое через выдержку времени отключает выключатели, стоящие дальше от к.з.), то для корректного действия выдержка времени УРОВ должна быть больше времени действия основной защиты на величину Δt , таким образом уставка реле времени, входящего в УРОВ должна быть равна сумме:

- времени срабатывания основного выключателя;
- времени возврата защиты, пускающей УРОВ (в случае удачного отключения основного выключателя);
- времени ускорения срабатывания реле времени УРОВ (отклонение срабатывания в меньшую сторону);
- запаса по времени для большей надёжности системы [12].

9 ВЫБОР СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА ПС МАЛОМЫР

Выбор системы оперативного тока

Питание оперативных цепей управления, защиты, автоматики, телемеханики и сигнализации, включающих и отключающих устройств коммутационных аппаратов осуществляется от специальных источников оперативного тока. Оперативный ток используется также для аварийного освещения при нарушениях нормальной работы ГПП.

Различают системы постоянного, выпрямленного и переменного оперативного тока.

Для ПС Маломыр принимаем централизованную структуру системы ОПТ с одним щитом постоянного тока, с одной стационарной аккумуляторной батареей (далее – АБ) и двумя зарядными устройствами (далее – ЗУ).

В качестве АБ выбираем высоко ресурсную мало обслуживаемую промышленную батарею серии VARTA-bloc. Батареи серии VARTA-bloc могут работать как в режимах кратковременной разрядки большими токами, так и в режимах длительной нагрузки. Отличаются повышенной энергоемкостью, не требуют обслуживания в течение первых пяти лет эксплуатации.

Выбор типа элементов батареи осуществляется по каталожным данным производителя, для чего необходимо рассчитать максимальный толчковый ток нагрузки. Для определения максимального толчкового тока необходимо рассмотреть два варианта: включение коммутационного аппарата и отключение наибольшего количества выключателей в аварийном режиме.

Максимальное количество отключаемых выключателей для данной схемы пять, при условии короткого замыкания на системе шин в режиме работы ОРУ-110 кВ с включенным секционным выключателем.

Потребляемый включающей катушкой привода типа ПЭМУ-500 ток составляет $I_{вкл} = 100$ А, отключающей катушкой – $I_{откл} = 2,5$ А.

Определим максимальный толчковый ток из двух вариантов:

$$I_{T \text{ вкл}} = I_{\text{вкл}} + I_{\text{нагр}} = 100 + 20 = 120 \text{ А}, \quad (156)$$

где $I_{\text{вкл}} = 100 \text{ А}$ – ток, потребляемый включающей катушкой привода типа ПЭМУ-500;

$I_{\text{нагр}} = 20 \text{ А}$ – максимальны ток постоянно включенной нагрузки системы ОПТ ПС 110 кВ при аварийном разряде в течение 0,5 ч.

$$I_{T \text{ откл}} = I_{\text{откл}} \cdot n + I_{\text{нагр}} = 2,5 \cdot 5 + 20 = 32,5 \text{ А}, \quad (157)$$

где $I_{\text{откл}} = 2,5 \text{ А}$ – ток, потребляемый отключающей катушкой привода типа ПЭМУ-500;

$n = 5$ – максимальное количество одновременно отключаемых коммутационных аппаратов.

Толчковый ток при включении выключателя является наибольшим, по нему будем выбирать тип элементов АБ.

В соответствии с [9] предельно допустимое отклонение напряжения на клеммах электроприемников системы ОПТ, в том числе при аварийных разрядах АБ и при выполнении ускоренных и уравнительных зарядов АБ составляет $\pm 10\%$ ($U_{\text{max}} = 242 \text{ В}$, $U_{\text{min}} = 197,6 \text{ В}$). АБ должна обеспечивать максимальный расчетный толчковый ток в конце гарантированного 2-х часового разряда током нагрузки при работе в автономном режиме при потере собственных нужд ПС.

При параллельном резервном режиме эксплуатации допускается максимальное напряжение заряда $U_{\text{зар.эл.}} = 2,23 \text{ В}$ на элемент. Определим число элементов $N_{\text{эл}}$:

$$N_{\text{эл}} = \frac{U_{\text{max}}}{U_{\text{зар.эл.}}} = \frac{242}{2,23} = 108 \text{ шт} \quad (158)$$

Минимальное напряжение на элемент в конце 2-х часового разряда:

$$U_{\text{min эл}} = \frac{U_{\text{min}}}{N_{\text{эл}}} = \frac{197,6}{108} = 1,83 \text{ В} \quad (159)$$

По каталожным данным выбираем элементы типа Varta Vb-2307 с величиной разрядного тока в конце 2-х часового разряда $I_{p. 2ч} = 122$ А при напряжении $U_{min.эл.} = 1,83$ В.

Выбор зарядного устройства производится с учетом требований [9]: мощность двух ЗУ, работающих параллельно на одну АБ, должна обеспечивать питание всех подключенных к системе ОПТ электроприемников ГПП с учетом проведения одновременно ускоренного заряда АБ до 90% номинальной ёмкости в течение не более 8 часов.

Рассчитаем ток ускоренного заряда для выбранной АБ. Номинальная емкость батареи типа Varta Vb-2307 составляет $C_{АБ}=350$ А/ч.

Ток ускоренного заряда до 90% номинальной ёмкости в течение 8 часов:

$$I_{зар. 8ч} = \frac{0,9 \cdot C_{АБ}}{8} = \frac{0,9 \cdot 350}{8} = 39,4 \text{ А} \quad (160)$$

Номинальный выходной ток ЗУ:

$$I_{ЗУ} = \frac{I_{зар. 8ч} + I_{нагр}}{n_{ЗУ}} = \frac{39,4 + 20}{2} = 29,7 \text{ А} \quad (161)$$

Принимаем к установке два зарядно-выпрямительных устройства типа НТР-40.220-ХЕТ с номинальным выходным напряжением = 220 В и номинальным выходным током 40 А. Технические характеристики выбранного ЗВУ удовлетворяют всем требованиям, предъявляемым к данным устройствам в [9].

10 СИГНАЛИЗАЦИЯ НА ПС МАЛОМЫР

Кроме своего основного назначения – автоматического отключения поврежденного участка от остальной неповрежденной сети, релейная защита служит так же для сигнализации (подачи предупредительных сигналов) обслуживающему персоналу нарушений нормального режима работы оборудования или неисправностей, которые в дальнейшем могут привести к аварии.

На подстанциях предусматриваются следующие виды сигнализации:

- сигнализация положения коммутационных аппаратов, положения РПН;
- сигнализация действия отдельных устройств релейной защиты и автоматики;
- аварийная сигнализация – об аварийных отключениях коммутационных аппаратов;
- предупредительная сигнализация – о наступлении ненормального режима или ненормального состояния отдельных элементов электроустановки.

Цепи индивидуальных аварийных и предупредительных сигналов отдельных элементов ГПП собираются в общую схему сигнализации объекта. Общая для всех элементов объекта схема сигнализации, собранная на панели (в релейном шкафу), воспринимающая и фиксирующая сигналы от отдельных элементов, формирующая аварийный и предупредительный сигналы для обслуживающего персонала, называется центральной сигнализацией.

При аварийном отключении выключателей присоединений без выдержки времени срабатывает аварийная звуковая сигнализация.

При нарушении нормального режима работы оборудования, или при появлении его неисправности, обычно с выдержкой времени, позволяющей отстроиться от кратковременных процессов и самоустраняющихся неисправностей, срабатывает предупредительная звуковая сигнализация.

Сигнализация отключенного, включенного и аварийно отключенного состояния коммутационных аппаратов выполняется при помощи сигнальных

ламп. Аварийное отключение коммутационных аппаратов (определяется по принципу несоответствия) сигнализируется миганием лампы положения «Отключено» данного коммутационного аппарата.

Сигнализация срабатывания отдельных ступеней защиты и функций автоматики микропроцессорных устройств РЗ осуществляется светодиодными индикаторами.

Центральная сигнализация ПС должна обеспечивать:

- постоянную готовность сигнализации к работе;
- автоматический контроль наличия оперативного тока;
- ручной контроль ее исправности;
- выдачу аварийного звукового сигнала без выдержки времени;
- выдачу предупредительного сигнала с выдержкой времени;
- фиксацию факта срабатывания сигнализации;
- ручной или автоматический съем звукового сигнала;
- возможность определения источника поступившего сигнала;
- повторность действия при последовательном поступлении нескольких сигналов;
- одновременный прием сразу нескольких сигналов;
- возможность передачи сигналов по каналам телемеханики.

Центральную сигнализацию ПС позволяет реализовать микропроцессорное устройство «Сириус-ЦС-220-RS».

11 ОРГАНИЗАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЯ И УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ ПС МАЛОМЫР

Телемеханизация объекта энергетики является необходимым условием выполнения требований к информационному обмену телеинформацией с автоматизированной системой Системного оператора ОАО «СО ЕЭС». Кроме того, целью создания системы телемеханики являются:

- автоматизированный контроль и управление, сбор и передача технологической информации по состоянию оборудования главной схемы ГПП в вышестоящий диспетчерский центр, предоставление информации инженерному персоналу участка распределительных сетей;
- повышение точности и достоверности технологической информации, что обеспечит надежность и эффективность управления;
- повышение точности замещающих данных коммерческого учета электроэнергии;
- создание основы построения комплексной автоматизированной системы технологического управления.

По принципу общности выполняемых функций все прикладные задачи СТМ объединяются в следующие подсистемы:

- подсистему служб администрирования и вспомогательных служб;
- подсистему сбора и обработки данных;
- подсистему ведения точного времени для компонентов СТМ;
- подсистему дополнительных источников данных;
- подсистему представления данных пользователю;
- подсистему контроля электрического режима.

На уровне представления информации располагаются клиентские приложения, служащие для доступа к информации системы, ее визуализации. Доступ осуществляется как с использованием клиентского программного обеспечения (далее – ПО), так и с использованием локальной сети.

На уровне базы данных реального времени (далее – БДРВ) в темпе реального времени, ведется:

- сбор данных и управление измерительными устройствами;
- обработка собранных параметров;
- контроль и управление режимами работы;
- выполнение необходимых дорасчетов и аналитических задач;
- ведение архивов параметров и событий;
- учет энергии;
- автоматизированный обмен с субъектом ОРЭМ данными реального времени.

Для повышения надежности на данном уровне используется горячее резервирование серверов и предоставляемых сервисов.

На уровне объектных систем измерения и сигнализации осуществляется измерение и сбор данных о параметрах электрического режима, состоянии оборудования, регистрация событий, выполнение локальных алгоритмов управления. В качестве объектовых измерительных систем выступают многофункциональные измерительные приборы и контроллеры сбора ТС. Измерительная информация и сигналы положений коммутационных аппаратов консолидируются на коммуникационном сервере телемеханики ЦППС. ЦППС осуществляет разделение сетей уровня объектных систем от сетей верхнего уровня и централизованный обмен данными с потребителями информации.

СТМ предполагает круглосуточный непрерывный режим функционирования. Возможность этого реализуется применением специализированного оборудования, рассчитанного на непрерывный режим функционирования – измерительных приборов, коммуникационного оборудования, коммуникационных серверов телемеханики ЦППС специализированного исполнения. Для обеспечения возможности технического обслуживания и повышения надежности предусмотрено резервирование

наиболее ответственных компонентов СТМ – сервера баз данных технической информации, сервера базы данных реального времени.

Для обеспечения работоспособности комплекса в случае перебоев электроснабжения предусматривается питание оборудования от источников бесперебойного питания (далее – ИБП) мощностью, достаточной для работы оборудования в течение времени ввода резерва энергопитания. Минимальное время автономной работы – 1 час. Если резерв энергопитания не включился, то по истечению данного времени комплекс обеспечивает корректную остановку и замораживание системы. При возобновлении энергопитания комплекс обеспечивает полный автоматический запуск системы.

Бесперебойная работа СТМ обеспечивается также постоянным мониторингом состояния технических и программных средств, каналов связи, измерительных систем. При обнаружении неисправности происходит оповещение персонала о возникших нарушениях, при возникновении неисправности серверов БДРВ происходит автоматическое переключение на резервный комплекс.

Бесперебойный доступ к ресурсам системы достигается наличием на локальных носителях рабочих станций оперативного персонала копии минимально необходимых ресурсов.

Измерительные преобразователи АЕТ-411 выполняют функции сбора, обработки данных измерения, вычисления расчетных параметров, присвоения им метки времени и передачи по запросу в формате открытого протокола.

Внутренние таймеры контроллеров синхронизируются от ЦППС не реже чем 1 раз в десять минут.

Сбор данных о положениях коммутационных аппаратов в режиме реального времени производится на уровне контроллера сбора дискретной информации D20S. В контроллере производится присвоение сигналам меток времени и статусных признаков.

Внутренние таймеры контроллеров синхронизируются от ЦППС при очередном обращении к данным о положениях коммутационных аппаратов.

Измерение и сбор данных о приеме и передаче активной и реактивной электроэнергии выполняется циклически. Данные интегрируются за интервалы 3, 15, 30 минут и сохраняются в базе данных РСДУ-2.

Данные передаются по цифровым каналам с резервированием по разным трассам.

Для установки оборудования верхнего, среднего и части оборудования нижнего уровня СТМ предусмотрены шкафы (шкаф серверный, шкаф ЦППС, шкаф ТС и т.д.), оборудованные системами климат-контроля, необходимыми для обеспечения требуемого температурного режима внутри шкафа.

Комплекс РСДУ-2, на базе которого реализуется СТМ, является интеграционной платформой и обеспечивает совместимость со смежными автоматизированными системами. На основе РСДУ-2 возможно построение комплекса АСУ ТП ГПП.

12 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МОДЕРНИЗАЦИИ

Целью данного раздела является оценка экономической эффективности бакалаврской работы и влияние на себестоимость передачи электроэнергии потребителей. Для достижения этих целей решаются следующие задачи:

- 1) Определение затрат на реализацию реконструкции;
- 2) Определение технико-экономических показателей электрических сетей 6/0,4 кВ;
- 3) Стоимостная оценка результатов реконструкции объекта;

Для системы электроснабжения ООО «Маломыр» необходимо, в первую очередь, определить общие затраты на реконструкцию его внутреннего электроснабжения. В результате реконструкции было выбрано все необходимое электрооборудование 6/0,4 кВ, которое требуется к установке.

12.1 Затраты на реализацию реконструкции

Для модернизации системы электроснабжения необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они используются на строительномонтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.)

- 1) Расчет капиталовложений на замену ВЛ 6 и 0,4 кВ

Капиталовложение на демонтаж и сооружение питающих линий 6/0,4 кВ определяются:

$$K_{КЛ} = K_{КЛ} + K_{СМР} + K_{тран} \quad (162)$$

где $K_{СИЛ}$ - стоимость провода, руб.

$K_{СМР}$ - стоимость строительномонтажных работ, (12,5 % $K_{оборуд.}$), руб;

$K_{тран}$ – стоимость транспортировки к месту установки (5 % $K_{ж/б.опор.}$), руб;

Капиталовложения в КЛ 6 кВ:

$$K_{ВЛ6кВ} = 1148,67 + 236,24 + 75,0 = 3049,91 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в КЛ 0,4 кВ:

$$K_{ВЛ0,4кВ} = 988,0 + 1248,86 + 279,6 = 2654,0 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капиталовложения в КЛ 6 кВ и КЛ 0,4 кВ:

$$K_{ВЛ} = K_{ВЛ6кВ} + K_{ВЛ0,4кВ} = 5703,91 \text{ тыс.руб}$$

12.2 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки вычисляются по формуле:

$$I = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W}, \quad (163)$$

где $I_{P.O.}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию электрооборудования;

I_A – ежегодные издержки на амортизацию;

$I_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии в сети.

1) Определение амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции;

для i -го вида оборудования определяются по формуле:

$$I_A = \sum_i K_i \cdot \frac{1}{T_{сл\ ам,i}}, \quad (164)$$

где $T_{сл}$ – срок службы соответствующего оборудования ($T_{сл} = 25$ лет).

$$I_A = \frac{K}{T_{сл}} = \frac{5704 \cdot 10^3}{25} = 312,344 \text{ тыс.руб.}$$

2) Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.ВЛ} + I_{P.O.КТП} = \alpha_{P.O.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{P.O.КТП} \cdot K_{КТП}, \quad (165)$$

где $\alpha_{P.O.ВЛ} = 0,008$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ВЛ [26, табл.6.2];

$\alpha_{P.O.ЛС} = 0,0059$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт КТП [26, табл.6.2].

$$I_{P.O.} = 0,008 \cdot 5703,91 \cdot 10^3 + 0,05 \cdot 2104,7 \cdot 10^3 = 169,81 \text{ тыс. руб.}$$

3) Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (166)$$

где ΔW – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W} = 212,77$ руб/(МВт·ч) – удельная стоимость потерь электроэнергии на территории Тындинского района Амур. области на 1 полугодие 2019 год.

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{КТП}, \quad (167)$$

где $\Delta W_{ВЛ}$ – потери мощности в КЛ 6 кВ;

$\Delta W_{КТП}$ – потери мощности в трансформаторах.

Где потери мощности в трансформаторе вычисляются, МВт*ч:

$$\Delta W_{КТП} = \Delta P_x \cdot T_{год} + \Delta P_{кз} \cdot k_{з.факт} \cdot \tau, \quad (168)$$

$$\Delta W_{\Sigma КТП} = 106,49 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\Sigma КЛ 6кВ} = 127,33 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{\Sigma} = 106,49 + 127,33 = 233,82 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W} = 233,82 \cdot 212,77 = 49,75 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{\text{Экспл.}} = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W} = 312,344 + 169,81 + 49,75 = 531,904 \text{ тыс.руб.}$$

Таким образом, определены эксплуатационные издержки для схемы внутреннего электроснабжения после реконструкции.

Приведенные затраты (затраты за 1 год) находим по формуле:

$$З = E_H \cdot K + И \quad (169)$$

где $E_H = 0,1$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений.

$$З = 0,1 \cdot 7808,61 + 531,904 = 1312,765 \text{ тыс.руб.}$$

12.3 Оценка экономической эффективности

Основной задачей стоимостной оценки результатов деятельности проекта является оценка выручки от реализации бакалаврской работы. Для реконструкции такая оценка не представляет затруднений и определяется в зависимости от объемов продаж электроэнергии потребителю в год t по формуле:

$$O_{Pt} = W_t \cdot \sum_{i=1}^N T_i \cdot D_i, \quad (170)$$

где W_t – полезно отпущенная потребителю электроэнергия, МВт·ч;

$N = 1$ – число потребителей (один населенный пункт);

T_i – одноставочный тариф для i -го потребителя (для Амурской области на 1 полугодие 2022 год) 2,49 руб/кВт·ч.

D_i – доля i -го ЭП в годовом потреблении, о.е.

Определяем суммарную электроэнергию, передаваемую ЭП:

$$W = \sum P_{cp.год} \cdot T_{Г}, \quad (171)$$

где $\sum P_{cp.год}$ – среднегодовая потребленная электроэнергия;

$T_{Г}$ – число часов использования в году, ч.

$$W = 2,66 \cdot 1800 = 4788 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

$$O_{Pt} = 4788 \cdot 2,49 \cdot 1 = 11922,12 \text{ тыс.руб.}$$

При этом срок окупаемости инвестиций в реконструкцию составит:

$$T_{ок} = \frac{K + И}{O_{ИП}} = \frac{(7808,61 + 531,904) \cdot 10^3}{11922,12 \cdot 10^3} \approx 7 \text{ лет} \quad (172)$$

Таким образом, средствами потребителей – реконструкция окупит себя менее чем через семь лет функционирования обновленной сети.

13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

13.1 Безопасность

В настоящее время на подстанциях предъявляются жесткие требования к безопасности и экологичности. Существует большая нормативная база, прописывающая последовательность действий рабочего персонала на энергетических предприятиях, нормирующая различные показатели условий труда, а также располагающая рядом методов и расчетов по определению различных параметров трудовой сферы. Все эти меры и действия направлены, прежде всего, на то, чтобы не допустить или снизить негативное влияние различных вредных и ядовитых веществ на организм человека, а также предотвратить летальные исходы.

13.1.1 Общая характеристика опасных и вредных производственных факторов

ООО «Маломырский рудник» ставит приоритетные задачи об обеспечении безопасных условий труда и культуре производства, при этом ведется жесткий контроль за их исполнением. Для претворения этих планов принимаются меры по техническому перевооружению предприятий, внедрению новых технологий на отдельных участках предприятий, разрабатываются новые нормативные документы, обеспечивающие условия охраны труда и безопасной эксплуатации оборудования, ведется постоянная учеба персонала, проводится проверка знаний нормативных документов и другие мероприятия.

Таблица 16 - Краткая характеристика и анализ опасных и вредных производственных факторов [5]

Опасные и вредные факторы	Источники, места и причины возникновения	Нормированные показатели и их значение	Коллектив . средства защиты	Индивид. средства защиты
1. Вращающиеся механизмы	насосы	СНиП 12.03-01 Безопасность труда в строительстве	Оградительные устройства	Спецодежда, каска
2. Оборудование, под повышенным давлением	подогреватели, котлы, трубопроводы, деаэрактор	СНиП 12.03-01 Безопасность труда в строительстве	Оградительные устройств	Спецодежда, противогаз
3. Высокая температура	подогреватели, котлы, трубопроводы, деаэрактор	Котлы паровые стационарные большой мощности. Общие технические требования · ГОСТ 28679-90.	Теплоизоляция подогревателя	Спецодежда, противогаз
4. Электрический ток, 220КВ, 35КВ, 6КВ, 0,4КВ	Электрооборудование	ГОСТ 12.1.030-81(1999) ГОСТ 12.1.019-79(1999)	Диэлектр. боты, коврики, перчатки, ножницы	Диэлектр. боты , коврики, перчатки, ножницы
5. Шум, механический и аэродинамический , постоянный, широкополосный	Вращающиеся механизмы	ГОСТ 31301-2005 (ИСО 15664:2001) Шум. Планирование мероприятий по управлению шумом установок и производств, работающих под открытым небом	Звукоизоляция трубопроводов	противошум. наушники
6. Вибрация	Вращающиеся механизмы	СанПин 2.2.4.3359-16 "Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах"	Виброизоляция трубопроводов	виброзащит. рукавицы и виброзащит. обувь

В ООО «Маломырский рудник» имеются подогреватели, сосуды, работающие под давлением и при высоких температурах. Имеется большое количество вращающихся механизмов (насосы, вентиляторы). Все это ведет к

повышению требований по обеспечению безопасной работы обслуживающего персонала. Одной из наиболее эффективных мер обеспечения безопасности работы является автоматизация и применение дистанционного управления производственными процессами. Большое значение имеет знание и выполнение правил ТБ обслуживающим персоналом. Поэтому при поступлении на работу все работники рудника проходят обязательный инструктаж по ТБ со сдачей экзаменов.

13.2 Производственная санитария

Для уменьшения или исключения действия этих факторов необходимо постоянно принимать меры по исключению их воздействия на человека.

Микроклиматические условия труда.

Источником выделения тепла является все технологическое оборудование, температура теплоносителя в котором достигает 130°C. Тепловому излучению и контакту с нагретыми поверхностями оборудования подвергается персонал, проводящий обслуживание и ремонт оборудования. Температура воздуха в теплое время в помещениях достигает (30-45°)С.

Показателями, характеризующими микроклимат являются:

- температура окружающего воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового излучения.

В помещениях длительного нахождения персонала, кроме машзала, и связанных с нервно-эмоциональной нагрузкой согласно СанПин 2.2.4.3359-16 "Отопление, вентиляция и кондиционирование" должны поддерживаться параметры: температура воздуха (22-24°)С, относительная влажность воздуха 40-60%, скорость движения воздуха 0,1 м/с. Для достижения этих параметров используются системы отопления, кондиционирования, вентиляции и увлажнения воздуха. В машинном зале нормальный температурный режим обеспечивает система вентиляции, а при длительном нахождении (проведение ремонтных работ) – воздушно душирующие установки.

Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны.

В связи с тем, что для производства тепла используется только электрический ток, выделения вредных газов отсутствуют. Наличие пыли в воздухе обусловлено естественным пылеобразованием и попадание уличной пыли через систему вентиляции. Борьба с запылением ведется при помощи постоянной уборки помещений и установкой фильтров на установках приточной вентиляции и их периодической заменой и очисткой.

Вентиляция производственных помещений.

В связи с наличием постоянных источников мощного теплового излучения и повышенной температурой в помещениях ЭК вентиляция, кроме машинного зала осуществляется смешанной вентиляцией. Аэрация осуществляется благодаря разнице температуры на улице и в помещениях (тепловой напор), а механическая – при помощи системы кондиционирования воздуха поскольку аэрация не обеспечивает снижение температуры до нужных величин. В машзале используется механическая общеобменная вентиляция. Механическая вентиляция реализуется системой приточно-вытяжной вентиляции. На крыше машзала устроена система вытяжных вентиляторов, а по ЭК на отметке 1,05 м система приточных и вытяжных вентиляторов. В качестве дополнительной может использоваться аэрация, реализуемая открытия окон и ворот машзала.

Шум, вибрация.

Основным источником шума и вибрации являются вращающиеся механизмы (насосы, вентиляторы и электроприводы). Для борьбы с производственным шумом и вибрацией в предусматривается:

- агрегаты и механизмы устанавливаются на самостоятельные фундаменты, виброизолированные от котла и элементов здания;
- в местах наибольших вибраций размещается демпфирующий материал - резина, войлок;
- патрубки на нагнетании и всасе вентиляторов оборудованы глушителями шума;
- применение противозумных защитных средств.

Обслуживающий персонал управляет оборудованием с центрального пульта управления, который находится в отдельном помещении. Конструкция строительной части предусматривает пыле- и звукопроницаемость помещения. ЦПУ не должна граничить с помещениями, в которых уровень шума и вибрации больше нормированного значения. Уровень шума не больше 50 дБ(А) . Звукоизоляция ограждающих конструкций помещений с ПЭВМ должна отвечать требованиям. Снизить уровень шума в помещениях с ПЭВМ можно использованием звукопоглощающих материалов с максимальным коэффициентом звукопоглощения в области частот

(63-8000) Гц для отделки помещений, подтвержденных специальными акустическими расчетами.

13.3 Техника безопасности

Техника безопасности на руднике должна соответствовать следующим нормативно-техническим документам системы безопасности труда: СТП –1504-01-08 «Порядок разработки инструкций по охране труда», СО 34.03.201-97 ПТБ при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, эксплуатации электроустановок, СО 34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий, коллективный договор и др. Знание правил техники безопасности обязательно для рабочих всех разрядов и групп квалификации, а также их непосредственных руководителей.

13.4 Экологичность

Настоящая часть проекта выполнена с целью определения возможных нарушений природной среды в результате проведения монтажных работ при реконструкции ООО «Маломырского рудника», последствий осуществления проекта, обоснования экологической безопасности предлагаемых технических решений и достаточности соответствующих природоохранных мероприятий.

Данный раздел имеет цель:

- выявить все источники вредного воздействия проектируемого объекта на окружающую среду при реконструкции;

- сформировать мероприятия, направленные на исключение или максимальное снижение отрицательного воздействия объекта на окружающую среду и дать оценку их экономической эффективности.

13.4.1 Нормативно-правовая база

Раздел «Охрана окружающей природной среды» рабочего проекта по реконструкции ООО «Маломырского рудника» выполнен в соответствии с основными законодательными актами и нормативными документами, регламентирующими требования в области охраны природы и рационального использования природных ресурсов. Перечень основных законодательных актов:

- Закон РФ "Об охране атмосферного воздуха" от 02.04.99г;
- Закон РФ "Об отходах производства и потребления" от 24.06.98г;
- Закон РФ "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 30.03.99г;
- Закон РФ "Об охране окружающей среды" от 10.01.02г.

13.4.2 Краткое описание методов производства монтажных работ.

Работы по реконструкции ведутся на территории ООО «Маломырского рудника». Реконструкция проводится в летний период. Решения по организации реконструкции приведены в разделе проекта организации работ.

Реконструкция ведется в стеснённых условиях, вблизи работающего оборудование на высоте как до, так и более 2 х метров от уровня земли. Складирование оборудования и материалов предусматривается непосредственно на площадке под временным навесом, в заводской упаковке или во временных бытовках.

Исходя из условий осуществления строительства и принятых транспортных схем доставки оборудования и материалов реконструкция будет происходить следующими этапами:

- доставка оборудования и материалов к месту монтажа;
- монтаж временных строительных конструкций и освещения;

- демонтаж существующего оборудования;
- замена реконструируемого оборудования;
- антикоррозийная обработка и окраска металлических конструкции;
- демонтаж временных строительных конструкций;
- уборка монтажной площадки, вывоз мусора.

13.4.3 Шум от трансформаторов

Трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. Механический шум излучается баком трансформатора и в основном зависит от типовой мощности трансформатора. Аэродинамический шум создается дутьевыми устройствами систем охлаждения и в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический шум трансформаторов.

На ПС Маломыр в ОРУ установлено три трансформатора типа ТДТН 16000/110, для них заданы следующие данные: вид системы охлаждения – трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, с системой регулирования напряжения. Типовая мощность трансформатора – 16 МВА. Класс напряжения - 110 кВ. Тип территории - территории, непосредственно прилегающие к жилым домам.

По [3] определяем допустимый уровень звука: $DU_{LA} = 45 \text{ дБА}$. Данное значение взято для времени суток ($23^{00} - 7^{00}$), как наиболее жесткое требование к допустимому уровню звука.

По [3] в зависимости от типовой мощности, класса напряжения, вида системы охлаждения трансформатора определяем скорректированный уровень звуковой мощности одного трансформатора: $L_{PA} = 88 \text{ дБА}$.

С учетом того, что трансформаторов два, суммарный скорректированный уровень звуковой мощности:

$$L_{\Sigma WA} = 10 \lg \sum_{i=1}^3 10^{0,1 \cdot 88} = 93 \text{ дБ}; \quad (173)$$

Определим минимальное расстояние до соответствующей территории, которое выражается из формулы:

$$L_{\Sigma WA} = DY_{LA} + 10 \cdot \lg \left(\frac{S}{S_0} \right), \quad (174)$$

где $S_0 = 1 \text{ м}^2$.

$$S = 2 \cdot n \cdot (R_{min})^2. \quad (175)$$

Отсюда:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{\Sigma WA} - DY_{LA}}{10}}}{2 \cdot \pi}}, \quad (176)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{93-45}{10}}}{6,28}} = 100 \text{ м.}$$

Минимальное расстояние от ПС Маломыр до границы посёлка составляет 100 м, а ПС находится на расстоянии 450 м от посёлка. Следовательно, защита жилых застроек от шума выполняется расстоянием. Дополнительных мер по защите от шума не требуется.

13.5 Чрезвычайные ситуации.

13.5.1 Возможные чрезвычайные ситуации на ПС Маломыр

Все случаи нарушений нормальных режимов работы подстанций (автоматические отключения оборудования при КЗ, ошибочные действия персонала) рассматриваются как аварии или отказы в работе в зависимости от их характера, степени повреждения оборудования и тех последствий к которым они привели.

Наличие большого количества источников зажигания, которые возникают в результате перегрузок, коротких замыканий, образования больших местных переходных сопротивлений, электрических искр и дуг, а также горючих материалов (масла различных марок, изоляция электрических кабелей и др.) обуславливают высокую пожарную опасность электроустановок. Растекание

горящих масел по площади создает опасность перехода огня на другие электроустановки.

Наибольшее число пожаров имеет свободное развитие из-за несвоевременного отключения электроустановок, а также из-за расположения в непосредственной близости от этих установок другого оборудования под напряжением. Снятие напряжения с электроустановок является сложным организационным процессом и требует определенного времени, что приводит к увеличению материального ущерба и осложнению обстановки на пожаре.

Сложность обстановки на таких пожарах и наличие большого количества электрооборудования высокого напряжения существенно затрудняют действия пожарных подразделений и добровольных формирований при локализации и ликвидации пожаров на энергообъектах. Поэтому необходимо применение таких способов подачи огнетушащих веществ и средств для их реализации, которые обеспечили бы безопасную и одновременно эффективную ликвидацию горения электроустановок под напряжением.

13.5.2 Обеспечение пожарной безопасности на ПС Маломыр

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Согласно Правилам пожарной безопасности для энергетических предприятий пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропах обхода территории ОРУ.

В соответствии с требованиями ПТЭ:

Запрещается производить перепланировку помещений без предварительной разработки проекта, а при отступлении его от строительных норм и правил - без согласования с местными надзорными органами.

Курение разрешается только в специальных и оборудованных местах, у которых должны быть вывешены знаки безопасности по действующему

государственному стандарту.

При пересечении коммуникациями и кабелями перегородок (перекрытий) все места проходов необходимо на всю толщину уплотнить несгораемыми материалами, а при необходимости специальными сальниковыми уплотнениями.

Пожарная опасность электрооборудования установленного на подстанции связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности приводов выключателей и др. аппаратов.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться «Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций».

К первичным средствам пожаротушения относятся:

- огнетушители порошковые;
- огнетушители углекислотные;
- пожарные краны;
- песок;
- пожарный щит.

Порядок тушения пожара:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене подстанции, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия

персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

В соответствии с [3], для пожаротушения трансформаторов 16 МВ·А, тушение пожаров на энергообъектах может проводиться на отключенном электрооборудовании и на электроустановках, находящихся под напряжением, используют воду в виде компактных струй из стволов РС-50 ($d_{\text{сн}} = 13$ мм) и

распыленных из стволов с насадками НРТ-5, а также негорючие газы, порошковые составы и комбинированные составы (углекислота с хладоном или распыленная вода с порошком).

Минимальные безопасные расстояния от насадок стволов до электроустановок под напряжением приведены в таблице 17 [6].

Таблица 17 – Безопасное расстояние до горящих электроустановок, находящихся под напряжением

Применяемое огнетушащее вещество	до 1кВ	от 1 до 10 кВ	от 10 до 35 кВ	от 35 до 110 кВ	от 110 до 220 кВ вкл.
Вода (распыленные струи), подаваемая из стволов, снабженных насадками турбинного типа НРТ; огнетушащие порошковые составы (всех типов); одновременная подача воды и порошка	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС-50 с расходом 3,6 л/с	4,0	6,0	8,0	10,0	Не допускается

Данные расстояния приняты из условия прохождения через ствольщика тока силой до 0,5 мА, который не является опасным для человека.

Кроме этого, с целью ограничения пожара в случае загорания трансформатора под ним оборудуется маслоприемник, не допускающий распространения пожара.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные - бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе проведена модернизация релейной защиты и автоматики воздушной линии 110 кВ Стойба – Маломыр и ПС 110/35/6 кВ Маломыр, в связи с увеличением нагрузки на ООО «Маломырский Рудник».

В выпускной квалификационной работе выполнены следующие основные задачи:

- дана характеристика ООО "Маломырский рудник";
- рассчитаны нагрузки ООО " Маломырский рудник";
- разработана схема внутреннего электроснабжения дробильно-измельчительного отделения на ООО " Маломырском руднике";
- выполнена модернизация ПС Маломыр;
- произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики.
- произведен расчет молниезащиты ПС Маломыр с расстановкой молниеотводов;
- произведен выбор защит трансформаторов на ПС Маломыр;
- произведена релейная защита ВЛ 110 кВ Стойба – Маломыр;
- рассмотрены вопросы по безопасности выполняемых работ при реконструкции ПС Маломыр;

Была произведена экономическая оценка эффективности и финансовой состоятельности инвестиций проекта реконструкции и модернизации релейной защиты и автоматики защит трансформатора и линии 110 кВ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Булычев, А. В. Релейная защита электроэнергетических систем: учебное пособие / А. В. Булычев, В. К. Ванин, А. А. Наволочный, М. Г. Попов. — СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2008. — 211 с.

2 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс]: учеб. пособие / А. Б. Булгаков; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск: Издательство Амур. гос. ун-та, 2020. – 90 с.

3 ГОСТ 12.2.024 – 87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Взамен ГОСТ 12.2.024—76; Введ. 01.01.89 – М.: Изд-во стандартов, 1990.

4 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.

5 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

6 ГОСТ 12.1.019-79* ССБТ «Электробезопасность»

7 Гуревич В.А. Микропроцессорные реле защиты. Устройство, проблемы, перспективы: учебное пособие / В. А. Гуревич. — Москва: Инфра-Инженерия, 2011. — Р. 336 стр.

8 Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие / А. Ф. Дьяков, Н.И. Овчаренко — М.: Изд-во МЭИ, 2013.

9 Ермоленко В.М. Федосеев А.М. Релейная защита и противоаварийная автоматика: учебное пособие / В. М. Ермоленко, А. М. Федосеев. — М.: Изд-во МЭИ, 2015.

10 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках 153-34.03.603-2003 г.

11 Киреева Э.А., Орлов В.В, Старкова Л.Е. «Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик », 2011 -368 с.

12 Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. М.: Изд-во МЭИ, 2017.

13 Мясоедов. Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2013. - 106 с.

14 Павлов, Г. М. «Автоматизация энергетических систем» : Учеб.пособие / Г. М. Павлов .— Ленинград : Изд-во Ленингр. ун-та, 2014 .— 237 с.

15 Пожарная безопасность электроустановок. – Справочник/ Под ред. В.И. Кузнецова – М.: Спецтехника, 2000. – 259с.

16 Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.

17 «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». М.: НЦ ЭНАС., 2021г.

18 Приказ Минпромэнерго РФ от 23.06.2015 № 380. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.

19 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. – М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.

20 Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. 2-е изд., испр. и доп. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007.

21 Руководящие указания по релейной защите: Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110-500 кВ. Расчеты. – М.: Энергия, 2014. – 88 с.

22 Савина. Н.В., Проценко. П.П., «Техника высоких напряжений».

Благовещенск 2015. - 105 с.

23 Савина Н.В. «Электроснабжение промышленных предприятий» [Электронный ресурс]: метод. указания к курс. проектированию / Н. В. Савина. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 81 с.

24 СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах в помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки.

25 СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве.

26 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.– 320с.

27 Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. –4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр., ил.

28 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.