

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт ЭНИН

Направление подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Кафедра Электроэнергетических систем

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Реконструкция релейной защиты линии 110 кВ подстанция Дружная – ТЭЦ-3 Новосибирской энергосистемы

УДК 621.316.925.1.004.67:621.311(571.14)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ5Б	Миньковский Владислав Валерьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Юдин С.М.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Грахова Е.А.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский А.Г.	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭЭС	Сулайманов А.О.	д.т.н., доцент		

Запланированные результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	<i>Совершенствовать и развивать свой интеллектуальный и общекультурный уровень, добиваться нравственного и физического совершенствования своей личности, обучению новым методам исследования, к изменению научного и научно-производственного профиля своей профессиональной деятельности.</i>
P2	<i>Свободно пользоваться русским и иностранным языками как средством делового общения, способностью к активной социальной мобильности.</i>
P3	<i>Использовать на практике навыки и умения в организации научно-исследовательских и производственных работ, в управлении коллективом, использовать знания правовых и этических норм при оценке последствий своей профессиональной деятельности.</i>
P4	<i>Использовать представление о методологических основах научного познания и творчества, роли научной информации в развитии науки, готовностью вести работу с привлечением современных информационных технологий, синтезировать и критически резюмировать информацию.</i>
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P5	<i>Применять углубленные естественнонаучные, математические, социально-экономические и профессиональные знания в междисциплинарном контексте в инновационной инженерной деятельности в области электроэнергетики и электротехники.</i>
P6	<i>Ставить и решать инновационные задачи инженерного анализа в области электроэнергетики и электротехники с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний, аналитических методов и сложных моделей в условиях неопределенности.</i>
P7	<i>Выполнять инженерные проекты с применением оригинальных методов проектирования для достижения новых результатов, обеспечивающих конкурентные преимущества электроэнергетического и электротехнического производства в условиях жестких экономических и экологических ограничений.</i>
P8	<i>Проводить инновационные инженерные исследования в области электроэнергетики и электротехники, включая критический анализ данных из мировых информационных ресурсов.</i>
P9	<i>Проводить технико-экономическое обоснование проектных решений; выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда; определять и обеспечивать эффективные режимы технологического процесса.</i>
P10	<i>Проводить монтажные, регулировочные, испытательные, наладочные работы электроэнергетического и электротехнического оборудования.</i>
P11	<i>Осваивать новое электроэнергетическое и электротехническое оборудование; проверять техническое состояние и остаточный ресурс оборудования и организовывать профилактический осмотр и текущий ремонт.</i>
P12	<i>Разрабатывать рабочую проектную и научно-техническую документацию в соответствии со стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами; организовывать метрологическое обеспечение электроэнергетического и электротехнического оборудования; составлять оперативную документацию, предусмотренную правилами технической эксплуатации оборудования и организации работы.</i>

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический
Направление подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
Кафедра Электроэнергетических систем

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ЭЭС

А.О.Сулайманов
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ5Б	Миньковский Владислав Валерьевич

Тема работы:

Реконструкция релейной защиты линии 110 кВ подстанция Дружная – ТЭЦ-3 Новосибирской энергосистемы

Утверждена приказом директора (дата, номер)	Дата 16.05.2017г. № 3276/с
---	----------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1.06.2017г.
--	-------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	1. Электрическая схема Новосибирской энергосистемы 2. База данных Новосибирской энергосистемы в РК «АРМ СРЗА»
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Выбор и расчет релейной защиты линии 110 кВ ПС Дружная – ТЭЦ-3 Новосибирской энергосистемы и проверка чувствительности защит.
Перечень графического материала	1. Электрическая схема района линии 2. Схема замещения 3. Функциональная схема дистанционной защиты 4. Функциональная схема ступенчатой токовой защиты

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Грахова Елена Александровна
Социальная ответственность	Дашковский Анатолий Григорьевич
Раздел на иностранном языке	Костомаров Пётр Иванович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Анализ исходных данных и принятие предварительных проектных решений (язык написания – русский)	
Расчет параметров релейной защиты первого комплекта (язык написания – русский)	
Расчет параметров релейной защиты второго комплекта (язык написания – русский)	
Проектирование линии 110 кВ ПС дружная – ТЭЦ-3 Новосибирской энергосистемы в цифровом программно-аппаратном комплексе моделирования энергосистем в режиме реального времени «RTDS» (язык написания – русский)	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение (язык написания – русский)	
Социальная ответственность (язык написания – русский)	
Заключение (язык написания – русский)	
Relaischutz der Leitung 110 kV des Umspannwerks «Drushnaja» – «Heizkraftwerk-3» des Energiesystems Novosibirisk (язык написания – немецкий)	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ЭЭС ЭНИН ТПУ	Юдин С.М.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5B	Миньковский Владислав Валерьевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа, состоит из 137 страниц, 36 рисунков, 31 таблицы, 10 источников, 5 приложений.

Ключевые слова: РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ, УСТАВКА, СТУПЕНЬ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, СОГЛАСОВАНИЕ, ОТСТРОЙКА, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ, ЭНЕРГОСИСТЕМА, RTDS.

Объектом исследования является Новосибирская энергосистема, а именно линия электропередачи 110 кВ от подстанции «Дружная» до «ТЭЦ-3», и отходящие линии.

Цель работы – реконструкция релейной защиты линии электропередачи 110 кВ подстанция Дружная – ТЭЦ-3 Новосибирской энергосистемы, оценка конкурентоспособности альтернативных технических решений с позиции ресурсоэффективности и планирование проектных работ, исследование рабочего места инженера РЗА с задачей выявления опасных и вредных производственных, экологических факторов и средств защиты от них.

В ходе выполнения работы использовались программные комплексы «АРМ СРЗА» и «MathCAD», а также программный пакет Microsoft Office (Word, Exel, Visio) и цифровой программно-аппаратный комплекс моделирования энергосистем в режиме реального времени «RTDS».

Релейная защита и автоматика выполнена на комплексе отечественных шкафов ШЭ 2607 компании «ЭКРА» на микропроцессорной аппаратуре. Рассчитанный комплекс защит отвечает основным требованиям, предъявляемым к релейной защите: селективность, быстродействие, чувствительность и надежность.

Областью применения проводимого исследования является ЭЭС РФ.

Полученные в проекте результаты могут быть использованы, как предварительные в расчетных группах РЗА центрального, объединенного или регионального диспетчерского управления, в техническом ведении которых находится рассматриваемая линия.

Нормативные ссылки

1. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
2. Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки";
3. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. ШУМ. Общие требования безопасности;
4. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение;
5. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов;
6. ПРИКАЗ от 28 марта 2014 года № 155н «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте»;
7. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»;
8. СанПиН 2.2.4.1191-03 "Электромагнитные поля в производственных условиях";
9. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;
10. Статья 10 Федерального закона "Об основах охраны труда в Российской Федерации" (Собрание законодательства Российской Федерации, 1999, N 29, ст. 3702).
11. ГОСТ Р 50923-96 Дисплеи. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения. – М.: Изд-во Госстандарта России, 1996.
12. Постановление Минтруда РФ и Минобразования РФ от 13 января 2003 г. № 1/29 "Об утверждении Порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций".

13. Федеральный закон от 24.07.1998 г. № 125-ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний».
14. Федеральный закон "Об отходах производства и потребления" от 24.06.1998 N 89-ФЗ.
15. Постановление Правительства РФ от 11.05.2001 N 369 "Об утверждении Правил обращения с ломом и отходами черных металлов и их отчуждения".

Обозначения и сокращения

ВЛ — воздушная линия

ВН — высшее напряжение

ДО — дистанционный орган (измерительный)

ДЗ — дистанционная защита

ИО — измерительный орган

КЗ — короткое замыкание

МТЗ — максимальная токовая защита

НН — низшее напряжение

ПС — подстанция

РЗ — релейная защита

РС — реле сопротивления

СШ — сборные шины

ТО — токовая отсечка

ТТ — трансформатор тока

ТН — трансформатор напряжения

УО — управляющий орган

СТЗ — ступенчатая токовая защита

СТЗНП — ступенчатая токовая защита нулевой последовательности

ЛЭП — линия электропередачи

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	12
Обзор литературы	14
1 АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ И ПРИНЯТИЕ ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ.....	15
1.1 Характеристика защищаемого объекта	15
1.2 Выбор и обоснование устанавливаемых защит	16
1.3 Выбор аппаратной реализации релейной защиты	16
1.4 Выбор устройств релейной защиты	17
1.5 Выбор измерительных трансформаторов	17
2 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ПЕРВОГО КОМПЛЕКТА	21
2.1 Дистанционная защита.....	21
2.1.1 Расчет уставки первой ступени	24
2.1.2 Проверка чувствительности первой ступени.....	27
2.1.3 Расчет уставки второй ступени	28
2.1.4 Проверка чувствительности второй ступени	33
2.1.5 Расчет уставки третьей ступени	33
2.1.6 Проверка чувствительности третьей ступени.....	35
2.2 Токовая ступенчатая защита нулевой последовательности	37
2.2.1 Расчет уставки первой ступени	40
2.2.2 Проверка чувствительности первой ступени.....	41
2.2.3 Расчет уставки второй ступени	41
2.2.4 Проверка чувствительности второй ступени	44
2.2.5 Расчет уставки четвертой ступени	45
2.2.6 Проверка чувствительности четвертой ступени	45
2.3 Токовая ступенчатая защита	46
2.3.1 Расчет уставки первой ступени	47
2.3.2 Проверка чувствительности первой ступени.....	48
2.3.3 Расчет уставки второй ступени	48
2.3.4 Проверка чувствительности второй ступени	51
2.3.5 Расчет уставки третьей ступени	52
2.3.6 Проверка чувствительности третьей ступени.....	52
3 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ВТОРОГО КОМПЛЕКТА	55
3.1 Дистанционная защита.....	55
3.1.1 Расчет уставки первой ступени	55
3.1.2 Проверка чувствительности первой ступени.....	57
3.1.3 Расчет уставки второй ступени	58
3.1.4 Проверка чувствительности второй ступени	62

3.1.5 Расчет уставки третьей ступени	63
3.1.6 Проверка чувствительности третьей ступени.....	64
3.2 Токовая ступенчатая защита нулевой последовательности	66
3.2.1 Расчет уставки первой ступени	66
3.2.2 Проверка чувствительности первой ступени.....	66
3.2.3 Расчет уставки второй ступени	67
3.2.4 Проверка чувствительности второй ступени.....	69
3.2.5 Расчет уставки четвертой ступени.....	69
3.2.6 Проверка чувствительности четвертой ступени	70
3.3 Токовая ступенчатая защита	72
3.3.1 Расчет уставки первой ступени	72
3.3.2 Проверка чувствительности первой ступени.....	72
3.3.3 Расчет уставки второй ступени	73
3.3.4 Проверка чувствительности второй ступени.....	75
3.3.5 Расчет уставки третьей ступени.....	76
3.3.6 Проверка чувствительности третьей ступени.....	76
4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЛИНИИ 110 КВ ПС ДРУЖНАЯ – ТЭЦ-3 НОВОСИБИРСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ В ЦИФРОВОМ ПРОГРАММНО- АППАРАТНОМ КОМПЛЕКСЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ «RTDS»	79
4.1 Методика проведения испытаний с помощью системы моделирования реального времени «RTDS».....	80
4.2 Структура испытательной установки	81
4.3 Создание принципиальной схемы	82
4.4 Моделирование короткого замыкания	87
4.5 Выдача сигнала на аналоговый выход	90
4.6 Измерительные трансформаторы.....	91
4.7 Управление коротким замыканием и выключателем	94
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ.....	99
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	99
5.1 Анализ конкурентоспособности технического решения.....	99
5.2 Планирование научно-технического исследования.....	101
5.2.1 Определение трудоемкости выполнения работ.....	102
5.2.2 Разработка графика проведения научного исследования.....	103
5.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	106
5.3.1 Расчет материальных затрат НТИ.....	106
5.3.2 Расчет затрат на оборудование и программное обеспечение	107
5.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы	108
5.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	110

5.3.5 Формирование бюджета затрат научно-технического исследования	111
5.3.6 Определение затрат на осуществление проекта	112
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	114
Введение	114
6.1 Вредные производственные факторы.....	115
6.1.1 Воздействие микроклимата	115
6.1.2 Защита от электромагнитных излучений	116
6.1.3 Защита от шума	118
6.1.4 Освещение	118
6.2 Опасные производственные факторы	125
6.2.1 Анализ опасности поражения электрическим током.....	125
6.2.2 Пожарная безопасность	129
6.3 Экологическая безопасность	129
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	131
6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	133
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	136
СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	137
Приложение А.....	138
Приложение Б	156
Приложение В	157
Приложение Г	158
Приложение Д.....	159

ВВЕДЕНИЕ

При возникновении аварийных повреждений или нежелательных режимов электроэнергетических систем (ЭЭС) управление ЭЭС должно осуществляться особыми принципами и способами. Необходимо это для обеспечения нормального электроснабжения потребителей в аварийных ситуациях и предотвращения развивающихся аварий, а также для снижения объемов повреждения дорогостоящего электрооборудования. Чтобы реализовать эти принципы управления ЭЭС, нужно использовать средства противоаварийной автоматики (ПА). В их основе находятся системы релейных защит.

Главенствующей проблемой отечественной электроэнергетики является поддержание в рабочем состоянии установленных систем РЗА. С данной задачей связан еще дополнительный ряд вопросов, затрагивающих проблемы замены электромеханических реле на микропроцессорные (МПЗ), разработки новейших алгоритмов работы МПЗ, усовершенствования систем РЗА, а также трудностей и перспектив внедрения устройств на подстанциях, которые поддерживают современный протокол обмена данными МЭК 61850.

Микропроцессорная защита имеет преимущества перед электротехнической в непрерывном предоставлении разноплановой информации о режиме работы защищаемого объекта и о своем состоянии. Микропроцессорное устройство защиты работает непрерывно, а электромеханическое непосредственно при срабатывании. Помимо этого, МПЗ обладают лучшими техническими показателями по сравнению с электромеханическими защитами, заключающиеся в диапазонах установок, весовых и габаритных показателях, стабильности параметров при отклонении вспомогательных и основных величин, имеют большой набор дополнительных функций, информативны и удобны в обслуживании и работе.

При замене старых электромеханических реле на новые микропроцессорные для расчета параметров последних следует использовать средства и методы, характерные для данного типа цифровых защит. Чтобы облегчить задачу расчета уставок релейной защиты и для минимизации ошибок при расчетах, обусловленных человеческим фактором, будем использовать программный комплекс АРМ СРЗА. Для проверки правильного срабатывания терминалов релейной защиты с выбранными уставками воспользуемся цифровым программно-аппаратным комплексом моделирования энергосистем в режиме реального времени «RTDS».

Обзор литературы

При написании данной работы были использованы научная и учебно-методическая литература.

Источником, в котором наиболее полно описаны принципы работы и функционирования Релейных защит, а также рассмотрены конструктивные особенности реле и устройств защиты, находящихся в эксплуатации, является книга авторов Чернобровов Н.В. и Семенов В.А.

Основным источником, предписывающим использование того или иного рода релейную защиту и автоматику в сетях определенной конфигурации является Правила устройства электроустановок.

Полные условия расчета и выбора трансформаторов тока и напряжения описаны в книге авторов Рожкова Л.Д. и Козулин В.С.

В седьмом выпуске Руководящих указаний по релейной защите приведены схемы дистанционной защиты от многофазных КЗ, используемой в качестве основной на линиях 110 кВ в сетях с большим током замыкания на землю. В данном выпуске приведены методы расчета дистанционных защит для одиночных и параллельных линий, линий с ответвлениями, а также приведено исследование поведения дистанционной защиты в ряде практически важных режимов.

В книге авторов Шестакова В.В, Шмойлов А.В, Юдин С.М. описана методика расчета уставок дистанционной защиты и ступенчатой токовой защиты нулевой последовательности для линий 110-220 кВ в программном комплексе «АРМ СРЗА».

В двенадцатом выпуске Руководящих указаний по релейной защите рассмотрены токовые направленные и ненаправленные защиты нулевой последовательности со ступенчатой характеристикой выдержки времени, устанавливаемые на линиях 110-500 кВ в сетях с большим током замыкания на землю. Даны указания по расчету этих защит для линий с двусторонним питанием 110-500 кВ без ответвлений и с ответвлениями.

1 АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ И ПРИНЯТИЕ ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

1.1 Характеристика защищаемого объекта

В выполненной магистерской диссертации проводится выбор устройств релейной защиты воздушной линии 110 кВ подстанции (ПС) Дружная–ТЭЦ-3 Новосибирской ЭЭС. Ведем расчет для комплекта, который установлен на ПС Дружная. В приложении Б приведена схема соединений объектов первой и второй периферии защищаемой линии. Для расчета выделим объекты первой и второй периферии.

Объекты первой периферии:

- Трансформаторы 1Т, 2Т, 5Т 115/10,5 (31,5 МВА);
- Трансформатор 3Т 115/10,5 (63 МВА);
- Трансформатор 11Т 115/10,5 (125 МВА);
- Воздушная линия ТЭЦ-3 – ПС Текстильная 110 кВ;
- Воздушная линия ТЭЦ-3 – ПС Животновод 110 кВ;
- Воздушная линия ТЭЦ-3 –ТЭЦ-2 110 кВ;
- Воздушная линия ПС Дружная – ПС Воробьевская 110 кВ;
- Воздушная линия ПС Дружная – ПС Дупленская 110 кВ

Объекты второй периферии:

- Воздушная линия ПС Дружная – ПС Чулымская 220 кВ;
- Воздушная линия ПС Дружная – ПС Строительная 220 кВ;
- Воздушная линия ПС Дружная – ТЭЦ-3 220 кВ;
- Воздушная линия ТЭЦ-3 – ПС Правобережная 220 кВ;
- Воздушная линия ТЭЦ-3 – ПС Отрадная 220 кВ;
- Воздушная линия ТЭЦ-2 – ПС Восточная 110 кВ;
- Воздушная линия ТЭЦ-2 – ПС Тулинская 110 кВ;
- Воздушная линия ПС Тулинская – ПС Текстильная 110 кВ;
- Воздушная линия ПС Текстильная – ПС Колывань 110 кВ;

- Трансформаторы 13Т, 14Т 230/10,5 (125 МВА).

Воспользуемся базой данных Новосибирской энергосистемы для комплекса АРМ СРЗА, чтобы иметь исходные данные параметров объектов.

1.2 Выбор и обоснование устанавливаемых защит

Согласно ПУЭ [2, 3.2.111], на рассматриваемой линии, которая имеет питание с двух или более сторон, для защиты от многофазных замыканий необходимо применять дистанционную защиту (преимущественно трехступенчатая), которая используется в качестве основной (только на линиях 110-220 кВ).

Рекомендовано применять токовую отсечку без выдержки времени в качестве дополнительной защиты. Для данной линии 110 кВ принимаем в качестве резервной токовую ступенчатую защиту, первая ступень для которой является токовой отсечкой без выдержки времени, токовая отсечка с выдержкой времени является второй ступенью, а третьей ступенью является максимальная токовая защита (МТЗ).

От замыканий на землю предусматриваем ступенчатую токовую ненаправленную защиту нулевой последовательности.

1.3 Выбор аппаратной реализации релейной защиты

В настоящее время направление развития РЗА ведется в сторону защит на цифровой базе. Адаптивные защиты являются следующим поколением РЗА. Микропроцессорные защиты имеют множество преимуществ: это и меньшие габаритные и весовые показатели, непрерывная самодиагностика, более низкие затраты на эксплуатацию, совмещение функций различных защит и измерения в одном устройстве, возможность интегрирования в автоматизированные системы управления, оперативность внесений в программы защит изменений и прочее.

Данные функции невозможно реализовать на устройствах релейной защиты на электромеханической базе.

Однако, в малой степени влиянию электромагнитных возмущений подвержены электромеханические реле, по сравнению с МПЗ они имеют меньшую стоимость, проще вводятся в работу и заменяются и не подвержены кибератакам. Помимо этого, в виду отсутствия единого стандарта на аппаратуру, не являются взаимозаменяемыми микропроцессорные устройства различных разработчиков.

1.4 Выбор устройств релейной защиты

Для воздушной линии 110 кВ выбираем микропроцессорное устройство (МУ) релейной защиты фирмы «ЭКРА». Шкаф типа ШЭ 2607 016 содержит один комплект, который реализует функции:

- дистанционной защиты;
- максимальной токовой защиты;
- токовой защиты нулевой последовательности;
- токовой отсечки;
- автоматической разгрузки при перегрузках по току;
- устройства резервирования отказа выключателей;
- автоматического повторного включения;
- автоматики управления линейным или обходным выключателем.

1.5 Выбор измерительных трансформаторов.

Выбор трансформатора тока.

Трансформаторы тока принято выбирать [10, стр. 373]:

– по напряжению места установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

– по классу точности и конструкции;

– по току:

$$I_{норм} \leq I_{ном}$$

$$I_{max} \leq I_{ном}$$

Чтобы избежать недогрузки первичной обмотки, что в свою очередь приводит к увеличению погрешностей, номинальный ток должен быть, по возможности, ближе к рабочему току места установки.

– по электродинамической стойкости:

$$i_y \leq \sqrt{2} \cdot k_{эд} \cdot I_{ном}$$

$$i_y \leq i_{дин}$$

Где

i_y – расчётный ударный ток короткого замыкания;

$I_{ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока;

$k_{эд}$ – каталожная кратность электродинамической стойкости;

$i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости;

– по термической стойкости:

$$B_k \leq (k_t \cdot I_{ном})^2 \cdot t_{тер}$$

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

Где

B_k – расчетный тепловой импульс;

$t_{тер}$ – время термической стойкости;

k_t – каталожная кратность термической стойкости;

$I_{тер}$ – ток термической стойкости.

– по нагрузке вторичной:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}$$

Где

Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока.

В итоге был выбран трансформатор тока ТФЗМ110-1 в соответствии с каталожными данными [10, табл. П4.5, стр. 632] с нижеприведенными параметрами:

Таблица 1.1 – Параметры трансформатора тока

Тип	Напряже ние $U_{ном}, \text{кВ}$	Номинальный ток, кА		Варианты исполнения по вторичным обмоткам	Ток стойкости, кА		Время $t_{тер}, \text{с}$	Нагрузка измерительной обмотки $S_{2ном}, \text{В} \cdot \text{А}$
		Перв. $I_{1ном}$	Втор. $I_{2ном}$		Эл.дин. $i_{дин}$	Терм. $I_{тер}$		
ТФЗМ110-1	110	300-600	5	0,5/10Р/10Р	63-126	13-26	3	20

Выбор трансформатора напряжения.

Трансформаторы напряжения (ТН) следует выбирать [10, стр. 375]:

– по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

– по классу точности;

– по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$$

Где

$S_{ном}$ – мощность номинальная;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к ТН.

Для того, чтобы упростить расчет, можно не разделять по фазам нагрузку, в таком случае:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos \varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin \varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}$$

В случае, если номинальную мощность превышает вторичная нагрузка в выбранном классе точности, то необходимо устанавливать еще один трансформатор напряжения и часть приборов, которые присоединены к нему.

С учетом всех перечисленных условий был выбран трансформатор напряжения НКФ-110-83У1 в соответствии с каталожными данными [10, табл. П4.6, стр. 634] с нижеприведенными параметрами:

Таблица 1.2 – Параметры трансформатора напряжения

Тип	Номинальное напряжение обмотки			Номинальная мощность, В·А				Максимальная мощность, В·А
	<u>Перв.</u> <u>кВ</u>	<u>Осн. втор.</u> <u>В</u>	<u>Доп.</u> <u>В</u>	0,2	0,5	1	3	
НКФ-110-83У1	110/√3	100/√3	100	-	400	600	1200	2000

2 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ПЕРВОГО КОМПЛЕКТА

2.1 Дистанционная защита Принцип действия

Дистанционная защита (ДЗ) состоит из следующих элементов:

- Дистанционный орган – определяет удаленность КЗ от места установки релейной защиты;
- Исполнительный орган – передает команду на отключение выключателя при КЗ. Выполняется с помощью реле полного сопротивления;
- Орган выдержки времени;
- Вспомогательное блокирующее устройство – выводит РЗ из работы, когда ДЗ может неправильно сработать при отсутствии повреждения на ЛЭП;
- Блокировка при качаниях.

Принцип действия ДЗ базируется на контролировании изменения сопротивления. Параметры тока в линии и напряжения на шинах при нормальном режиме близки к номинальным:

$$U_{л} = U_{норм}$$

$$I_{л} = I_{норм}$$

$$z_{н} = \frac{U_{норм}}{I_{норм}}$$

Когда возникает КЗ, уменьшается напряжение на шинах, при этом увеличивается ток в линии, и уменьшается сопротивление, которое находится на контроле:

$$z_{к} = \frac{U_{к}}{I_{к}} < z_{н}$$

$$z_{к} = z_0 \cdot l_{к}$$

Где

z_0 – сопротивление одного км линии;

l_K – длина линии.

Определить возникновение КЗ можно контролируя изменение сопротивления, а также этим путем можно оценить удаленность точки КЗ.

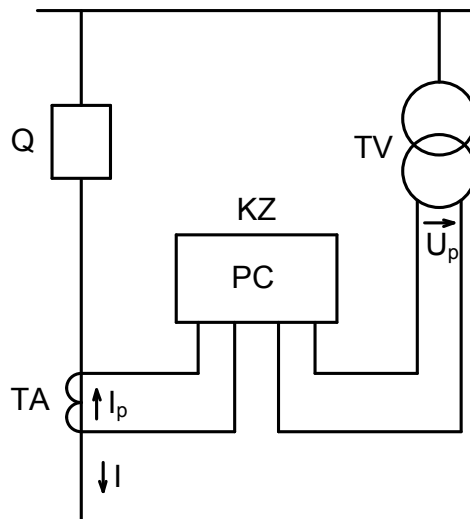


Рисунок 2.1 – Подключение цепей тока и напряжения реле

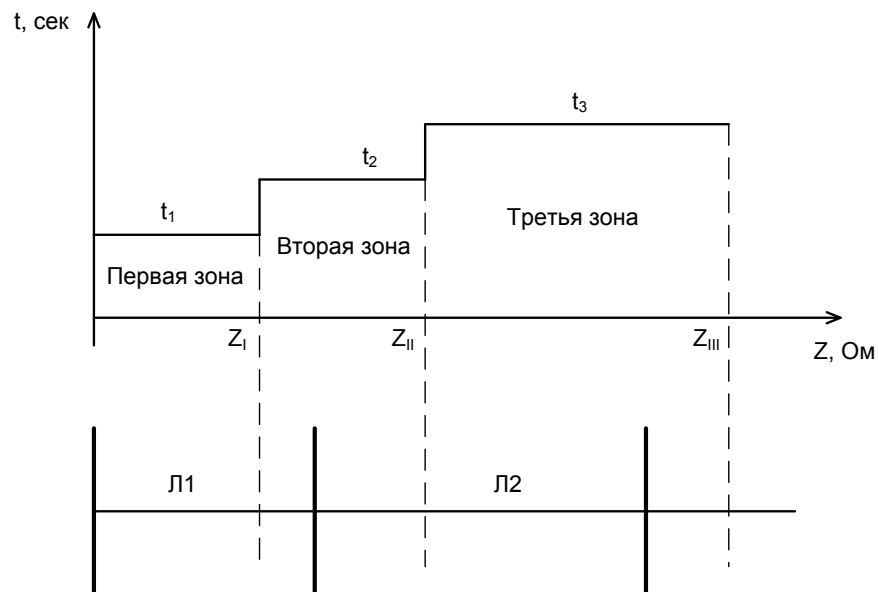


Рисунок 2.2 – Зависимость выдержек времени дистанционной защиты

Как правило, ДЗ выполняют в виде трех ступеней. Первая ступень работает при КЗ на защищаемой линии, значит сопротивление линии должно быть больше сопротивления срабатывания защиты.

$$z_{сз} \leq z_l$$

Обычно первая ступень охватывает 80 % длины ЛЭП, находящейся под защитой. При КЗ в зоне действия ступени №1 защита должна срабатывать без выдержки времени.

$$t_{сз}^I = 0 \text{ с}$$

Зона защиты второй ступени должна надежно защищать всю линию. Зона ее действия распространяется и на смежную линию, потому и вводят замедление на срабатывание для исключения неселективного срабатывания ДЗ при КЗ на отходящей линии.

$$t_{сз}^{II} = (0,4 \div 0,5) \text{ с}$$

Функции дальнего и ближнего резервирования должна выполнять третья ступень.

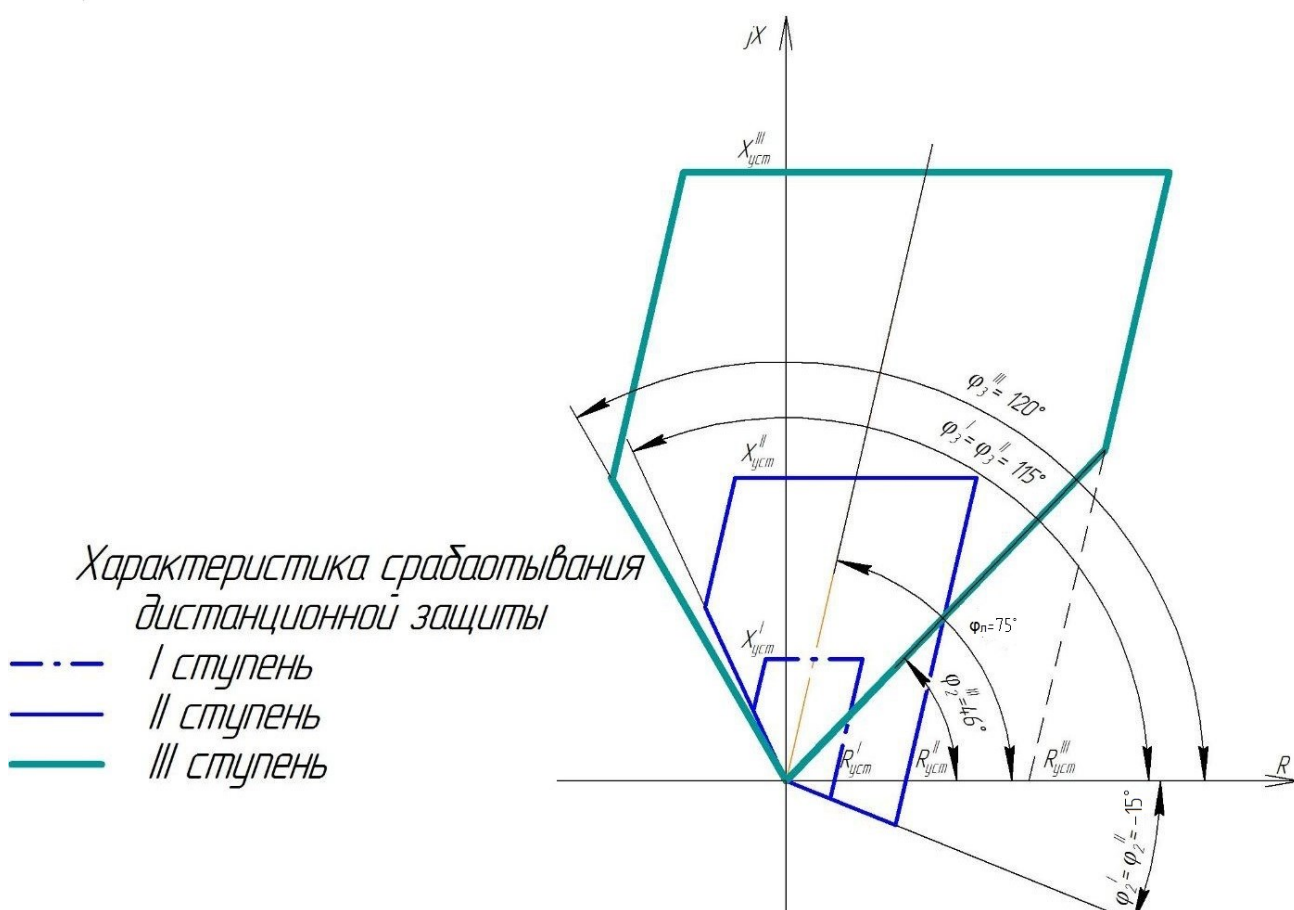


Рисунок 2.3 – Характеристики срабатывания реле сопротивления дистанционной защиты

Расчет уставок срабатывания защиты и проверка чувствительности

Рассчитаем уставки и проверим чувствительность дистанционной защиты для второго комплекта, расположенного со стороны шин подстанции Дружная.

В программном комплексе АРМ СРЗА номер защиты формируется из номера элемента и номера комплекта защиты. Принятая к расчету защита будет иметь номер 6182 (номер элемента N=618 и номер комплекта защиты 2), а также 6172.

2.1.1 Расчет уставки первой ступени

I ступень:

Сопротивление срабатывания первой ступени защиты без выдержки времени отстраивается от КЗ на шинах подстанции конца линии с противоположной стороны. Данный случай подразумевает рассмотрение КЗ на ТЭЦ-3 [7, стр. 29].

В программе нужно выбрать пункт «Задание для расчета» и заполнить шаблон задания для расчета уставки первой ступени. После того, как заполнен протокол задания, выполняем команду «Расчет». Программа выдаст результат в виде протокола.

ЭЛ 3-17 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
Защита 6172
Ветвь 674-552
Узел

Тип ШЭ2607
КТТ 390/5
КТН 1100

ПС 1СШ ДРУЖНАЯ
Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XU	19.6	0.85	ВИД-КЗ ABC		ZCA=28.41 57
	RY	10.5		УЗЕЛ-КЗ 15		
	ФМЧ	75				
	Ф2	-15				
	Ф3	115				
	Ф4	0				

ЭЛ 9-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 6182
 Ветвь 675-677
 Узел

Тип ШЭ2607
 КТТ 390/5
 КТН 1100

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
 Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XU RY ФМЧ Ф2 Ф3 Ф4	16.7 8.96 75 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 18		ZCA=24.45 56

Где

ЗАЩ=6172 – номер защиты складывается из номера элемента (N=617) и номера комплекта защиты (2);

КТН=110000/100=1100 – коэффициент трансформации ТН;

КТТ=390/5=78 – коэффициент трансформации ТТ;

JBТ=5 – ток на выходе трансформатора тока;

ФМЧ=75 – угол максимальной чувствительности;

Ф2=-15 и Ф3=115 – углы наклона четырехугольной характеристики первой ступени защиты по рекомендациям разработчика АРМ СРЗА. Провод марки АС-120 используется для линий напряжением 110 кВ. Допустимый продолжительный ток равен 390 А для проводов указанного сечения [4, стр. 428].

Сопротивление срабатывания ДЗ ступени №1:

$$Z_{сз}^I = 8,96 + j \cdot 16,71 \text{ Ом}$$

Время срабатывания ДЗ первой ступени:

$$t_{сз}^I = 0 \text{ с}$$

В программе строим графическую характеристику реле срабатывания первой ступени защит 6172 и 6182 на комплексной плоскости:

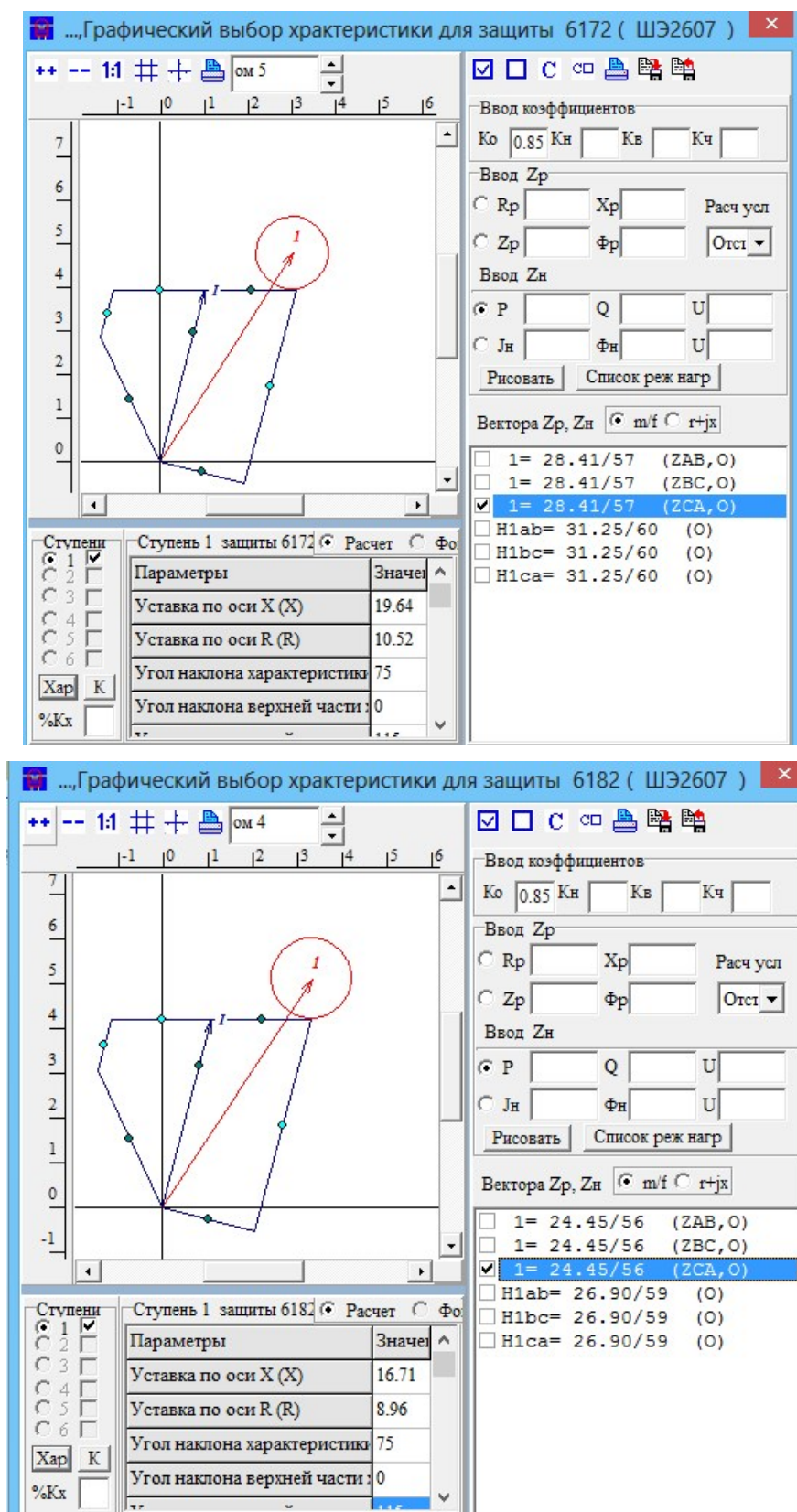


Рисунок 2.4 – Графическая характеристика реле срабатывания первой ступени ДЗ

Как видим, сопротивление параллельной линии 618 меньше сопротивления линии 617, поэтому в дальнейшем проводим расчеты только для линии 618. Характеристика реле срабатывания микропроцессорной защиты имеет форму параллелограмма усеченного отрезками направления мощности, которые исходят из начала координат и располагаются в четвертом и во втором квадрантах. Углы наклона этих отрезков определяют направленность характеристики.

При выборе параметров срабатывания ступени для дистанционной защиты по условию отстройки необходимо оценить положение конца вектора замера на зажимах реле срабатывания по отношению к характеристике реле срабатывания, которая программой определяется по типу панели и номеру ступени.

При проведении расчета по условию отстройки предполагается, что вектор замера на зажимах реле срабатывания имеет вокруг своего конца на комплексной плоскости некоторую зону неопределенности, которая, в идеализированном виде, представляется окружностью. Радиус этой окружности определяется коэффициентом КН (коэффициент отстройки). Выбранная характеристика реле срабатывания по условию отстройки не должна пересекать окружность погрешностей, но лишь касаться ее в одной точке.

2.1.2 Проверка чувствительности первой ступени

Для первых ступеней ДЗ чувствительность допускается не проверять согласно [6, стр. 82].

2.1.3 Расчет уставки второй ступени.

II ступень:

Сопротивление срабатывания ступени №2 защиты 6182 должно быть:

– отстроено от КЗ на шинах НН трансформаторов, которые отходят от подстанции [7, стр. 35]

Для расчета произведем КЗ на шинах НН трансформаторов, которые отходят от ТЭЦ-3, узлы 397, 396, 395, 72, 651.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3

Защита 6182

Ветвь 675-677

Узел

Тип ШЭ2607

КТТ 390/5

КТН 1100

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ

Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XU RY ФМУ Ф2 Ф3 Ф4	518.5 277.9 75 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 397		ZCA=642.73 73
ОТСТРОЙКА	XU RY ФМУ Ф2 Ф3 Ф4	401.5 215.1 75 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 396		ZCA=497.59 73
ОТСТРОЙКА	XU RY ФМУ Ф2 Ф3 Ф4	313.4 167.9 75 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 395		ZCA=390.48 72
ОТСТРОЙКА	XU RY ФМУ Ф2 Ф3 Ф4	711.0 381.0 75 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 72		ZCA=889.34 72
ОТСТРОЙКА	XU RY ФМУ Ф2 Ф3 Ф4	224.2 120.2 75 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 651		ZCA=277.29 73

В таблицу сведем результаты расчетов, в которой укажем значения сопротивлений срабатывания при отстройке от КЗ на шинах НН трансформаторов и автотрансформаторов.

Таблица 2.1 – Результаты расчетов

№ узла КЗ	Значение сопротивления срабатывания	
	XY, Ом	RY, Ом
397	518,5	277,9
396	401,5	215,1
395	313,4	167,9
72	711	381
651	224,2	120,2

– согласовано по чувствительности с первой ступенью защит отходящих линий [7, стр. 35]

Произведем КЗ на подстанциях Животновод, Текстильная и ТЭЦ-2, которые располагаются на первой периферии, и рассчитаем первую ступень защиты для каждой линии.

ЭЛ ТЛ-1(ТЛ-2) ЛУГОВАЯ-ТЭЦ-3

Защита 801

Ветвь 15-80

Узел

Тип ШЭ2607

КТТ 690/5

КТН 1100

ПС 1СШ, 3СШ ТЭЦ-3

Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XU RV ФМЦ Ф2 Ф3 Ф4	6.75 3.62 75 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 84		ZCA=10.18 50

ЭЛ К-6 ТЭЦ-3 - ТЭЦ-2

Защита 61

Ветвь 18-22

Узел

Тип ШЭ2607

КТТ 690/5

КТН 1100

ПС 2СШ ТЭЦ-3

Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XU RV ФМЦ Ф2 Ф3 Ф4	6.75 3.62 75 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 22		ZCA=7.94 89

ЭЛ К-4 ТЕКСТИЛЬНАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 42
 Ветвь 18-464
 Узел

Тип ШЭ2607
 КТТ 710/5
 КТН 1100

ПС 2СШ ТЭЦ-3
 Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XU RY RUMIN ΦMЧ Φ2 Φ3 Φ4	1.61 0.864 1.55 75 -15 115 0	0.85	ВИД-КЭ ABC УЗЕЛ-КЭ 464		ZCA=1.98 74

Результаты расчетов сводим в таблицу с указанными значениями сопротивлений срабатывания первых ступеней отходящих линий от ТЭЦ-3.

Таблица 2.2 – Результаты расчетов

№ ветви	№ элемента	Значение сопротивления срабатывания	
		XU, Ом	RY, Ом
15-80	801	6,75	3,62
18-22	61	6,75	3,62
18-464	42	1,61	0,864

Произведем согласование второй ступени защиты ветви 675-677 с первой ступенью защиты ветви 15-80.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 6182
 Ветвь 675-677
 Узел

Тип ШЭ2607
 КТТ 390/5
 КТН 1100

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
 Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ XU=6.75 RY=3.62 T=0.00 ΦMЧ 75 Φ2 -15 Φ3 115 Φ4 0 защита 801 ШЭ2607 (15-80) ЭЛ:ТЛ-1(ТЛ-2) ЛУГОВАЯ-ТЭЦ-3 ПС:1СШ,3СШ ТЭЦ-3	XU RY ΦMЧ Φ2 Φ3	139.2 74.6 75 -15 115	0.85	ВИД-КЭ ABC ВЕРР 80/15 82-84,0.679	ОТКЛ 674-552	ZCA=159.73 38 ZBC(B)=7.68 52
	XU RY ΦMЧ Φ2 Φ3	142.5 76.4 75 -15 115	0.85	ВИД-КЭ ABC ВЕРР 80/15 80-81,0.822	ОТКЛ 674-552	ZCA=160.87 38 ZBC(B)=7.75 52

Произведем согласование второй ступени защиты ветви 675-677 с первой ступенью защиты ветви 18-22.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3

Защита 6182

Ветвь 675-677

Узел

Тип ШЭ2607

КТТ 390/5

КТН 1100

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ

Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ XU=6.75 RV=3.62 T=0.00 ΦMЧ 75 Φ2 -15 Φ3 115 Φ4 0 защита 61 ШЭ2607 (18-22) ЭЛ:К-6 ТЭЦ-3 - ТЭЦ-2 ПС:2СШ ТЭЦ-3	XU RV ΦMЧ Φ2 Φ3	62.5 33.5 75 -15 115	0.85	ВИД-КЗ ABC ВЕР 6/18 18-22,0.766 (Лотн_лин=0.766)	ОТКЛ 674-552	ZCA=82.19 66 ZAB(B)=6.08 89
	XU RV ΦMЧ Φ2 Φ3	40.3 21.6 75 -15 115	0.85	ВИД-КЗ ABC ВЕР 6/18 18-22,1.000 (Лотн_лин=1.000)	ОТКЛ 674-552	ZCA=56.82 59 ZAB(B)=7.94 89

Произведем согласование второй ступени защиты ветви 675-677 с первой ступенью защиты ветви 18-464.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3

Защита 6182

Ветвь 675-677

Узел

Тип ШЭ2607

КТТ 390/5

КТН 1100

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ

Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ XU=1.61 RV=0.864 T=0.00 ΦMЧ 75 Φ2 -15 Φ3 115 Φ4 0 защита 42 ШЭ2607 (18-464) ЭЛ:К-4 ТЕКСТИ ЛЬНАЯ-ТЭЦ-3 ПС:2СШ ТЭЦ-3	XU RV ΦMЧ Φ2 Φ3	24.8 13.3 75 -15 115	0.85	ВИД-КЗ ABC ВЕР 4/18 464-18,0.241 (Лотн_лин=0.759)	ОТКЛ 674-552	ZCA=36.87 55 ZBC(B)=1.51 74
	XU RV ΦMЧ Φ2 Φ3	23.8 12.8 75 -15 115	0.85	ВИД-КЗ ABC ВЕР 4/18 464-18,0.000 (Лотн_лин=1.000)	ОТКЛ 674-552	ZCA=35.50 55 ZBC(B)=1.98 74

Результаты расчетов сведем в таблицу согласования второй ступени защиты 6182 с первыми ступенями защит отходящих линий от ТЭЦ-3.

Таблица 2.3 – Результаты расчетов

№ ветви	№ ветви согласования	Значение сопротивления срабатывания	
		XY, Ом	RY, Ом
15-80	80	139,2	74,6
15-80	80	142,5	76,4
18-22	5	40,3	21,6
18-22	5	62,5	33,5
18-464	3	24,8	13,3
18-464	3	23,8	12,8

За расчетное принимаем меньшее сопротивление срабатывания из всех условий.

Сопротивление срабатывания ДЗ второй ступени:

$$Z_{сз}^{II} = 12,8 + j \cdot 23,8 \text{ Ом}$$

Время срабатывания ДЗ ступени №2:

$$t_{сз}^{II} = 0,5 \text{ с}$$

В программе строим графическую характеристику реле срабатывания второй ступени защиты 6182 на комплексной плоскости.

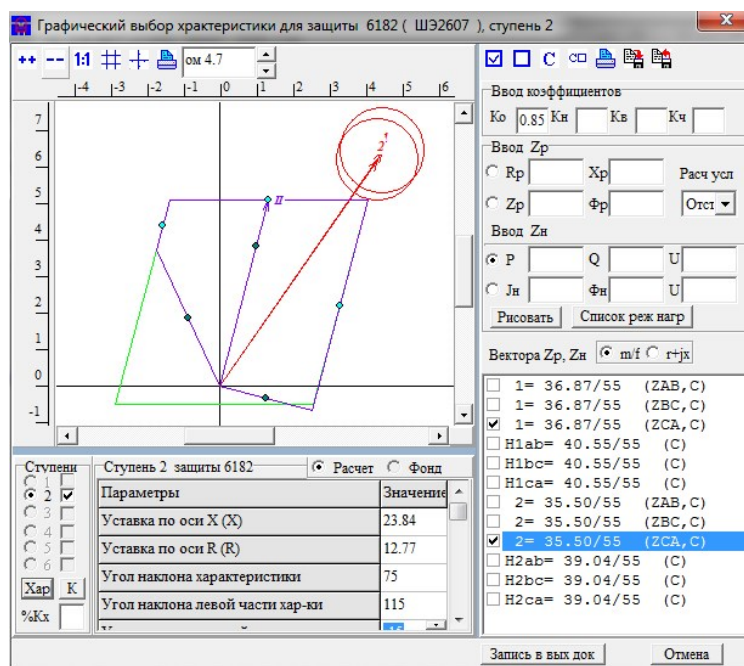


Рисунок 2.5 – Графическая характеристика реле срабатывания второй ступени ДЗ

2.1.4 Проверка чувствительности второй ступени

Проверим чувствительность второй ступени при трехфазном КЗ в конце линии, ТЭЦ-3 [6, стр. 84].

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3

Защита 6182

Ветвь 675-677

Узел

Тип ШЭ2607

КТИ 390/5

КТН 1100

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ

Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XU	23.8	1.17	ВИД-КЗ ABC		ZAB=24.45 56
	RY	12.8	1.59	УЗЕЛ-КЗ 18		Ip=1118 -68
	ФМЦ	75	KЧзр=			
	Ф2	-15	1.34			
	Ф3	115				
	XBT	1.69				
	RBT	0.908				
	JTP	0.50	28.66			

Коэффициент чувствительности ступени №2 ДЗ:

$$k_y = 1,34 \geq 1,3$$

Значение коэффициента чувствительности, которое мы получили при расчета, полностью удовлетворяет предъявленным требованиям [2, 3.2.21].

2.1.5 Расчет уставки третьей ступени

III ступень:

Третья ступень ДЗ должна быть отстроена от минимального сопротивления в рабочем режиме нагрузки, иными словами в условиях минимального напряжения и максимального рабочего тока [7, стр. 43].

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3

Защита 6182

Ветвь 675-677

Узел

Тип ШЭ2607

КТИ 390/5

КТН 1100

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ

Ступень 3

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
НАГРУЗКА	XU	149.7	1.26		КН=1.20 КВ=1.05	ZH=183.20 36
	RY	80.2			КВРТ=1.05 JH=312	
	ФМЦ	75			УМИН=99 ФН=36	
	Ф2	45				
	Ф3	120				

Где

КН=1,2 – коэффициент надежности;

КВ=1,05 – коэффициент возврата;

JH=312 – ток нагрузки;

УМИН=99 – минимальное рабочее напряжение;

КСАМ=1 – коэффициент самозапуска.

Если не имеется никаких данных о нагрузке, то тогда задаем ток нагрузки в линии исходя из допустимого тока провода, уменьшив его на 20 %. Для провода марки АС-120 допустимый длительный ток равен 390 А [4, стр. 428]. Тогда примем ток нагрузки, равный:

$$I_{нагр} = 390 \cdot 0,8 = 312 \text{ А}$$

Так как рассчитываемая защита установлена на присоединениях 110 кВ, то принимаем коэффициент самозапуска равный единице [7, стр. 42].

Сопротивление срабатывания ДЗ третьей ступени:

$$Z_{сз}^{III} = 80,2 + j \cdot 149,7 \text{ Ом}$$

Время срабатывания третьей ступени ДЗ:

$$t_{сз}^{III} = 1 \text{ с}$$

В программе строим графическую характеристику реле срабатывания третьей ступени защиты 6182 на комплексной плоскости.

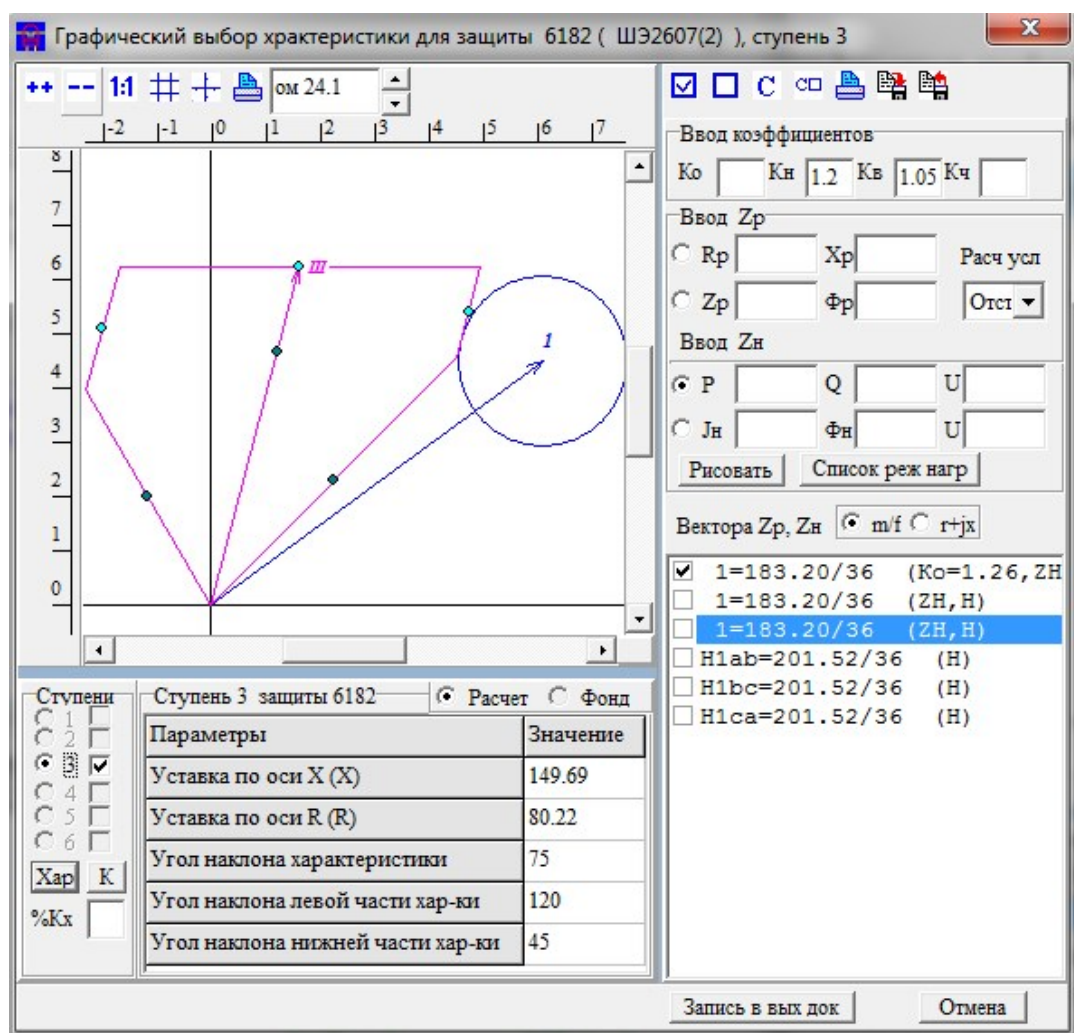


Рисунок 2.6 – Графическая характеристика реле срабатывания третьей степени ДЗ.

2.1.6 Проверка чувствительности третьей степени

Проверяем чувствительность третьей степени ДЗ при близком резервировании при трехфазном КЗ в конце защищаемой линии, ТЭЦ-3.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 6182
 Ветвь 675-677
 Узел

Тип ШЭ2607
 КТТ 390/5
 КТН 1100

ПС 2СП ДРУЖНАЯ
 Степень 3

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ (675-677)	XU	149.7	7.35	ВИД-КЗ ABC		ZAB=24.45 56
	RY	80.2	9.96	УЗЕЛ-КЗ 18		Ip=1118 -68
	ФМЧ	75	KЧзр=			
	Ф2	-15	1.55			
	Ф3	115				
	XBT	10.6				
	RBT	5.69				
	JTP	0.50	28.66			

Коэффициент чувствительности третьей ступени ДЗ при ближнем резервировании:

$$k_{\chi} = 1,55 \geq 1,5$$

Значение коэффициента чувствительности, которое мы получили при расчетах, полностью удовлетворяет предъявленным требованиям [6, стр. 90].

Чувствительность ступени №3 при дальнем резервировании проверяем при трехфазном КЗ в конце наиболее длинной линии.

Производим КЗ на подстанции Текстильная.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
Защита 6182
Ветвь 675-677
Узел

Тип ШЭ2607
КТТ 390/5
КТН 1100

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
Ступень 3

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ (675-677)	XU	149.7	4.64	ВИД-КЗ ABC		ZAB=39.01 56
	RY	80.2	6.04	УЗЕЛ-КЗ 464		Ip=836 55
	фМЧ	75	КЧзр=			
	ф2	-15	1.21			
	ф3	115				
	XBT	10.6				
	RBT	5.69				
	JTP	0.50	21.44			

Коэффициент чувствительности третьей ступени ДЗ при дальнем резервировании:

$$k_{\chi} = 1,21 \geq 1,2$$

Значение коэффициента чувствительности, которое мы получили при расчетах, полностью удовлетворяет предъявленным требованиям [6, стр. 90].

Сведем в итоговую таблицу значения сопротивлений срабатывания каждой из ступеней ДЗ.

Таблица 2.4 – Параметры ДЗ

№ ступени	Сопротивление срабатывания
	$Z_{сз}, \text{ Ом}$
I	$8,96 + j \cdot 19,71$
II	$19,3 + j \cdot 36,1$
III	$80,2 + j \cdot 149,7$

2.2 Токовая ступенчатая защита нулевой последовательности

Принцип действия

С замыканием на землю связано примерно 81% повреждений в сетях с эффективным заземлением нейтрали. Чтобы защитить оборудование применяют устройства, реагирующие на составляющие нулевой последовательности. Этот вид повреждений является преобладающим, поэтому существует необходимость защиты от КЗ на землю.

Защита от замыканий на землю выполняется в виде токовой ступенчатой защиты нулевой последовательности (ТСЗНП), которая может содержать три или четыре ступени, которыми являются токовые отсечки с выдержкой и без выдержки времени и максимальные токовые защиты (МТЗ) нулевой последовательности. Измерительные органы ТСЗНП включаются в нулевой провод ТТ.

Когда возникает замыкание на землю, защита реагирует на появление в нулевом проводе тока, который равен утроенному значению фазных токов:

$$I_0 = 3 \cdot I_{0\phi}$$

Путем введения выдержек на срабатывание обеспечивается селективность защиты.

Токовая отсечка без выдержки времени является первой ступенью и обеспечивает быстрое отключение КЗ в начале защищаемой линии. Для выбора тока срабатывания первой ступени должны быть учтены следующие условия:

- Защита должна быть отстроена от тока однофазного замыкания на шинах противоположной ПС;
- Защита не должна работать при кратковременном неполнофазном режиме, который возникает за счет неодновременности включения фаз выключателя;
- Защита не должна работать в неполнофазном режиме в цикле работы ОАПВ.

Второе условие может не рассматриваться, если первая ступень защиты отстроена по времени от неполнофазного режима, который возникает при одновременном включении фаз выключателя [8, стр. 7]:

$$t_{сз} > t_{вкл.разн}$$

От этого режима защита практически отстроена для выключателей с трехфазным приводом. Для масляных выключателей с пофазным приводом задержка на срабатывание принимается около 0,2 с, а для воздушных выключателей примерно 0,1 с [8, стр. 7].

Третье условие также может не рассматриваться, так как при ОАПВ предусматривается автоматический вывод защиты из работы [8, стр. 7].

Ток срабатывания защиты первой ступени определяется по формуле:

$$I_{сз}^I = k_n \cdot 3I_{0расч}$$

Где

$k_n = (1,3 \div 1,5)$ – коэффициент надежности;

$3I_{0расч}$ – ток однофазного короткого замыкания, который протекает через защиту на защищаемой линии при КЗ на землю.

Вторая ступень защиты надежно охватывает защищаемую линию. Она должна быть согласована с первой ступенью защиты отходящей линии:

$$I_{сз}^{II} = k_n \cdot 3I_{0расч}$$

Где

$k_n = 1,1$ – коэффициент надежности;

$3I_{0расч}$ – ток однофазного КЗ, протекающий через защиту на защищаемой линии, при КЗ в конце действия первой ступени защиты отходящей линии.

Ток срабатывания второй ступени защиты отстраивается от режима КЗ на землю за трансформатором. Точка замыкания берется на стороне напряжения сети с глухозаземленной нейтралью. Необходимость отстройки защиты от ОАПВ можно не учитывать, если вторая ступень выводится из работы в цикле ОАПВ [8, стр. 7].

Чувствительность второй ступени оценивается по току однофазного КЗ на шинах противоположной ПС. При этом значение коэффициента чувствительности должно быть:

$$k_{\text{ч}} \geq 1,5$$

Если значение не удовлетворяет нормативным требованиям, то необходимо использовать третью ступень или если ток срабатывания был выбран из условия согласования с первой ступенью защиты прилегающей линии, то вторую ступень можно рассчитывать, проводя согласование со второй ступенью следующей линии.

Ток срабатывания третьей ступени выбирается из условия согласования со второй ступенью следующей линии или с первой ступенью защиты от КЗ на землю трансформатора противоположащей подстанции.

Чувствительность для третьей ступени оценивают так же, как и для второй ступени. Если значение коэффициента чувствительности не выполняется, то нужно третью ступень согласовать с третьей ступенью защиты отходящей линии или со второй ступенью защиты от КЗ на землю трансформатора противоположащей подстанции.

Четвертая ступень выполняет задачи резервирования. Ток срабатывания четвертой ступени должен отстраиваться от токов небаланса в нулевом проводе трансформатора тока. При трехфазных КЗ на стороне НН трансформаторов, установленных на своей или противоположащей подстанции. Для расчета используется следующее выражение:

$$I_{\text{сз}}^{IV} = k_{\text{н}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{нб}} \cdot I_{\text{расч}}$$

Где

$k_n = 1,25$ – коэффициент запаса;

$k_{пер} = 1$ – коэффициент, который учитывает увеличение тока небаланса в переходном режиме;

$k_{нб} = 0,05$ – принимают, если $I_{расч} = (2 \div 3) \cdot I_{ном}$

$k_{нб} = (0,05 \div 1)$ – при больших значениях.

Пользуются упрощенным выражением для определения тока срабатывания:

$$I_{сз}^{IV} = (0,05 \div 1) \cdot I_{ном}$$

Он должен быть больше 60 А [1, стр. 42].

По однофазному КЗ в конце зоны дальнего резервирования оценивают чувствительность четвертой ступени, и это значение должно быть:

$$k_q \geq 1,2$$

Расчет уставок срабатывания защиты и проверка чувствительности

2.2.1 Расчет установки первой ступени

1 ступень:

Ток срабатывания ступени №1 должен отстраиваться от максимального тока нулевой последовательности при КЗ на противолежащей ПС [8, стр. 11].
Производим КЗ на ТЭЦ-3.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
Защита 6182
Ветвь 675-677
Узел

Тип ТЗНП
КТТ
КТН

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	648	1.20	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 18		3I0=540 -75 3U0=7.98 -165
	УСТ	661	1.20	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 18		3I0=551 103 3U0=8.14 14

Тогда ток срабатывания первой ступени ТСЗНП будет равен:

$$I_{c3}^I = 661 \text{ A}$$

При этом время срабатывания первой ступени ТСЗНП:

$$t_{c3}^I = 0 \text{ c}$$

Чтобы исключить ложную работу защиты, вводим замедление на срабатывание примерно 0,2 с.

2.2.2 Проверка чувствительности первой ступени

Чувствительность для первой ступени проверяем по току двухфазного КЗ на землю в начале линии.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
Защита 6182
Ветвь 675-677
Узел

Тип	ТЭНП
КТТ	
КТН	

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
Ступень 1

<u>Расч условие</u>	<u>Имя</u>	<u>Знач</u>	<u>К</u>	<u>Повреждение</u>	<u>Подрезим</u>	<u>Эл величины</u>
ЧУВСТВИ-НОСТЬ <u>Узел 677</u>	УСТ	661	12.47	ВИД-КЗ АВ0 675-677, 0.030		3I0=8246 -142 3U0=70.47 124

Чувствительность первой ступени полностью соответствует требованиям.

2.2.3 Расчет уставки второй ступени

II ступень:

Рассчитаем уставки первых ступеней защит прилежащих линий [7, стр. 48].

ЭЛ К-6 ТЭЦ-3 - ТЭЦ-2
Защита 61
Ветвь 18-22
Узел

Тип	ТЗНП
КТТ	
КТН	

ПС 2СШ ТЭЦ-3
 Ступень 1

<u>Расч условие</u>	<u>Имя</u>	<u>Знач</u>	<u>К</u>	<u>Повреждение</u>	<u>Подрежим</u>	<u>Эл величины</u>
ОТСТРОЙКА	УСТ	6236	1.20	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 22		3I0=5197 -85 3U0=29.49 -176
	УСТ	5339	1.20	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 22		3I0=4449 93 3U0=25.25 3

ЭЛ К-4 ТЕКСТИЛЬНАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 42
 Ветвь 18-464
 Узел

Тип ТЭНП
 КТТ
 КТН

ПС 2СШ ТЭЦ-3
 Ступень 1

<u>Расч условие</u>	<u>Имя</u>	<u>Знач</u>	<u>К</u>	<u>Повреждение</u>	<u>Подрежим</u>	<u>Эл величины</u>
ОТСТРОЙКА	УСТ	7251	1.20	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 464		3I0=6043 -81 3U0=29.52 -173
	УСТ	5803	1.20	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 464		3I0=4836 98 3U0=23.62 7

ЭЛ ТЛ-1 (ТЛ-2) ЛУГОВАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 801
 Ветвь 15-80
 Узел

Тип ТЭНП
 КТТ
 КТН

ПС 1СШ, 3СШ ТЭЦ-3
 Ступень 1

<u>Расч условие</u>	<u>Имя</u>	<u>Знач</u>	<u>К</u>	<u>Повреждение</u>	<u>Подрежим</u>	<u>Эл величины</u>
ОТСТРОЙКА	УСТ	4498	1.20	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 84		3I0=3748 -65 3U0=7.72 -157
	УСТ	3363	1.20	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 84		3I0=2802 111 3U0=5.77 19

Результаты расчетов сводим в таблицу с указанием значений тока срабатывания первых ступеней отходящих линий от ТЭЦ-3.

Таблица 2.5 – Результаты расчетов

№ ветви	№ элемента	Значение тока срабатывания
		I _{сз} , А
18-22	61	6236
18-464	42	7251
15-84	801	4498

Производим согласование второй ступени защиты 6182 ветви 675-677 с первой ступенью защиты ветви 18-22.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 6182
 Ветвь 675-677
 Узел

Тип ТЭНП
 КТТ
 КТН

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
 Ступень 2

<u>Расч условие</u>	<u>Имя</u>	<u>Знач</u>	<u>К</u>	<u>Повреждение</u>	<u>Подрежим</u>	<u>Эл величины</u>
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 6236 Т=0.00 защита 61 ТЭНП (18-22) ЭЛ: К-6 ТЭЦ-3 - ТЭЦ-2 ПС: 2СШ ТЭЦ-3	УСТ	225	1.10	ВИД-КЗ А0 ВЕЕР 6/18 18-22, 0.862 (Лотн лин=0.862)		3I0=205 -77 3U0=3.96 -167 3I0 (В)=6234 -86 3U0 (В)=24.91 -178
	УСТ	288	1.20	ВИД-КЗ А0 ВЕЕР 6/18 18-22, 1.000 (Лотн лин=1.000)		3I0=240 -75 3U0=5.10 -166 3I0 (В)=5197 -85 3U0 (В)=29.49 -176

Производим согласование второй ступени защиты 6182 ветви 675-677 с первой ступенью защиты ветви 18-464.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 6182 (комплект 1)
 Ветвь 675-677
 Узел

Тип ТЭНП
 КТТ
 КТН

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
 Ступень 2

<u>Расч условие</u>	<u>Имя</u>	<u>Знач</u>	<u>К</u>	<u>Повреждение</u>	<u>Подрежим</u>	<u>Эл величины</u>
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 7251 Т=0.00 защита 42 ТЭНП (18-464) ЭЛ: К-4 ТЕКСТИ ЛЬНАЯ-ТЭЦ-3 ПС: 2СШ ТЭЦ-3	УСТ	278	1.10	ВИД-КЗ А0 ВЕЕР 4/18 464-18, 0.094 (Лотн лин=0.906)		3I0=253 -72 3U0=4.70 -163 3I0 (В)=7250 -82 3U0 (В)=30.31 -173

Производим согласование второй ступени защиты 6182 ветви 675-677 с первой ступенью защиты ветви 15-84.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
Защита 6182 (комплект 1)
Ветвь 675-677
Узел

Тип ТЗНП
КТТ
КТН

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 4498 Т=0.00 защита 801 ТЗНП (15-80) ЭЛ:ТЛ-1 (ТЛ-2) ЛУГОВАЯ-ТЭЦ- 3 ПС:1СШ, 3СШ ТЭ Ц-3	УСТ	85	1.10	ВИД-КЗ А0 ВЕРР 80/15 82-84, 0.735		3I0=78 -57 3U0=1.15 -147 3I0 (В)=4497 -66 3U0 (В)=9.27 -158
	УСТ	85	1.10	ВИД-КЗ А0 ВЕРР 80/15 80-81, 0.866		3I0=78 -57 3U0=1.15 -147 3I0 (В)=4497 -66 3U0 (В)=9.27 -158

Из всех условий выбираем наибольшее значение тока срабатывания.

Таким образом ток срабатывания второй ступени ТЗНП будет равен:

$$I_{сз}^{II} = 288 \text{ А}$$

Тогда время срабатывания ступени №2 ТЗНП выбираем выше первой ступени на ступень селективности:

$$t_{сз}^{II} = t_{сз}^I + \Delta t = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с}$$

2.2.4 Проверка чувствительности второй ступени

По току однофазного КЗ в конце защищаемой линии проверяем чувствительность второй ступени:

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
Защита 6182
Ветвь 675-677
Узел

Тип ТЗНП
КТТ
КТН

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	288	1.88	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 18		3I0=540 -75 3U0=7.98 -165
	УСТ	288	1.91	ВИД-КЗ АВ0 УЗЕЛ-КЗ 18		3I0=551 -137 3U0=8.14 134

Рассчитанный коэффициент чувствительности второй ступени ТЗНП:

$$k_{\chi} = 1,88 \geq 1,5$$

Рассчитанное значение коэффициента чувствительности полностью удовлетворяет предъявленным требованиям [8, стр. 90]. Это значит, что можно не использовать третью ступень согласно [1].

2.2.5 Расчет уставки четвертой ступени

Ток срабатывания четвертой ступени должен отстраиваться от токов небаланса в нулевом проводе ТТ при наибольшем допустимом токе в линии.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
Защита 6182
Ветвь 675-677
Узел

Тип ТЗНП
КТТ
КТН

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
Ступень 4

<u>Расч условие</u>	<u>Имя</u>	<u>Знач</u>	<u>К</u>	<u>Повреждение</u>	<u>Подрежим</u>	<u>Эл величины</u>
НАГРУЗКА	УСТ	45			КН=1.20 КВ=1.05 КВРТ=1.05 КНБ=0.10 JH=390	

Ток срабатывания четвертой ступени ТЗНП равен:

$$I_{сз}^{IV} = 45 \text{ А}$$

Так как ток срабатывания не может быть меньше 60 А согласно [1, стр. 42], то принимаем уставку четвертой ступени равную 60 А.

Выдержку времени четвертой ступени ТЗНП определяют по возможности по ступенчатому принципу [8, стр. 10].

2.2.6 Проверка чувствительности четвертой ступени

По однофазному КЗ в конце зоны дальнего резервирования оцениваем чувствительность четвертой ступени. Проводим КЗ на ПС Текстильная.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 6182
 Ветвь 675-677
 Узел

Тип ТЗНП
 КТТ
 КТН

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
 Ступень 4

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	60	5.47	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 464		ЗИ0=246 -71 ЗУ0=4.73 -164
	УСТ	60	4.38	ВИД-КЗ АВ0 УЗЕЛ-КЗ 464		ЗИ0=197 -132 ЗУ0=3.78 136

Получаем коэффициент чувствительности ступени №4 ТЗНП:

$$k_y = 4,38 \geq 1,2$$

Рассчитанное значение коэффициента чувствительности полностью удовлетворяет предъявленным требованиям [8, стр. 90].

Составим итоговую таблицу с указанием значений токов срабатывания каждой из ступеней ТСЗНП.

Таблица 2.6 – Параметры ТЗНП

№ ступени	Токи срабатывания
	I _{сз} , А
I	661
II	288
IV	60

2.3 Токовая ступенчатая защита

Принцип действия

Токовые ступенчатые защиты(ТСЗ) это совокупность токовых отсеков(ТО) и максимальной токовой защиты(МТЗ), благодаря чему становится возможным выполнить комплексную быстродействующую защиту. Как правило, ТСЗ представлены тремя ступенями.

Мгновенная отсечка, являющаяся первой ступенью, должна защищать начальный участок ЛЭП. Для благонадежной защиты остального участка ЛЭП предназначается ТО с выдержкой времени (вторая ступень). Для выполнения функций ближнего и дальнего резервирования предназначается МТЗ, являющаяся третьей ступенью.

Из условия отстройки от токов трехфазных КЗ на шинах противолежащих ПС следует выбирать ток срабатывания первой ступени.

Благонадежно защищать всю линию должна вторая ступень СТЗ. Необходимо согласовывать ток срабатывания второй ступени с первой ступенью защиты прилегающей ЛЭП. Обычно выдержку по времени принимают равной примерно 0,4-0,5 с. По наименьшему току двухфазного КЗ в конце линии должна проверяться чувствительность ступени №2. Следовательно, коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,2:

$$k_{\text{ч}} \geq 1,2$$

Согласно правилам, третью ступень отстраиваем от нагрузочных режимов, и выдержку по времени необходимо согласовывать с защитами отходящих присоединений.

По КЗ в конце защищаемой ЛЭП следует проверять чувствительность ступени №3 при режиме ближнего резервирования. Для МТЗ коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5:

$$k_{\text{ч}} \geq 1,5$$

При выполнении защиты функции дальнего резервирования необходимо проверять чувствительность по КЗ в конце смежной ЛЭП. При этом коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,2:

$$k_{\text{ч}} \geq 1,2$$

Расчет уставок срабатывания защиты и проверка чувствительности

2.3.1 Расчет уставки первой ступени

I ступень:

При трехфазном КЗ на шинах противолежащей ПС выбирается ток срабатывания ступени №1 СТЗ. Проводим короткое замыкание на ТЭЦ-3.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 6182
 Ветвь 675-677
 Узел

Тип МФЗ
 КТТ
 КТН

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
 Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	1549	1.20	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 18		IV=1291 172

Из расчета получаем ток срабатывания ступени №1 ТСЗ:

$$I_{сз}^I = 1549 \text{ А}$$

Принимаем время срабатывания ступени №1 ТСЗ, равное:

$$t_{сз}^I = 0 \text{ с}$$

2.3.2 Проверка чувствительности первой ступени

Необходимо проверять чувствительность при двухфазном КЗ в начале линии, находящейся под защитой.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 6182
 Ветвь 675-677
 Узел

Тип МФЗ
 КТТ
 КТН

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
 Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ КСХ РТ	1549 1.73 АВС	1.48	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 675		IV=1979 30 Ip=3953 29

По расчетам видим, что коэффициент чувствительности ступени №1 ТСЗ полностью соответствует требованиям, и составляет:

$$k_y = 1,48$$

2.3.3 Расчет уставки второй ступени

II ступень:

Рассчитываем первые ступени защит отходящих линий от ТЭЦ-3. Проводим трехфазное КЗ на подстанциях ТЭЦ-2, Текстильная, Животновод.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 6182
 Ветвь 675-677
 Узел

Тип МФТЗ
 КТТ
 КТН

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
 Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	1549	1.20	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 18		IV=1291 172

ЭЛ К-6 ТЭЦ-3 - ТЭЦ-2
 Защита 61
 Ветвь 18-22
 Узел

Тип МФТЗ
 КТТ
 КТН

ПС 2СШ ТЭЦ-3
 Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	3719	1.20	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 22		IV=3099 148

ЭЛ К-4 ТЕКСТИЛЬНАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 42
 Ветвь 18-464
 Узел

Тип МФТЗ
 КТТ
 КТН

ПС 2СШ ТЭЦ-3
 Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	8501	1.20	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 464		IA=7084 -84

ЭЛ ТЛ-1(ТЛ-2) ЛУГОВАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 801
 Ветвь 15-80
 Узел

Тип МФТЗ
 КТТ
 КТН

ПС 1СШ, 3СШ ТЭЦ-3
 Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	6663	1.20	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 84		IA=5552 -56

Проведём согласование ступени №2 защиты 6182 со ступенью №1 защиты 61.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 6182
 Ветвь 675-677
 Узел

Тип МФТЗ
 КТТ
 КТН

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
 Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ <u>3719 Т=0.50</u> <u>защита 61</u> <u>МФТЗ</u> (18-22) <u>ЭЛ:К-6 ТЭЦ-3</u> - ТЭЦ-2 ПС:2СШ ТЭЦ-3	УСТ	650	1.20	ВИД-КЗ АВС ВЕЕР 6/18 18-22,0.965 (<u>Лотн лин=0.965</u>)		IC=542 51 IB(B)=3718 151
	УСТ	692	1.20	ВИД-КЗ АВС ВЕЕР 6/18 18-22,1.000 (<u>Лотн лин=1.000</u>)		IA=577 -68 IB(B)=3099 148

Проведём согласование ступени №2 защиты 6182 со ступенью №1 защиты 42.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 6182 (комплект 1)
 Ветвь 675-677
 Узел

Тип МФТЗ
 КТТ
 КТН

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
 Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ <u>8501 Т=0.50</u> <u>защита 42</u> <u>МФТЗ</u> (18-464) <u>ЭЛ:К-4 ТЕКСТИ</u> <u>ЛЬНАЯ-ТЭЦ-3</u> ПС:2СШ ТЭЦ-3	УСТ	1145	1.20	ВИД-КЗ АВС ВЕЕР 4/18 464-18,0.106 (<u>Лотн лин=0.894</u>)		IA=955 -65 IA(B)=8500 -84
	УСТ	1159	1.20	ВИД-КЗ АВС ВЕЕР 4/18 464-18,0.000 (<u>Лотн лин=1.000</u>)		IA=966 -65 IA(B)=7084 -84

Проведём согласование ступени №2 защиты 6182 со ступенью №1 защиты 801.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 6182 (комплект 1)
 Ветвь 675-677
 Узел

Тип МФТЗ
 КТТ
 КТН

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
 Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 6663 Т=0.50 защита 801 МФТЗ (15-80) ЭЛ:ТЛ-1 (ТЛ-2) ЛУГОВАЯ-ТЭЦ-3 ПС:1СШ, 3СШ ТЭЦ-3	УСТ	348	1.20	ВИД-КЗ АВС ВЕЕР 80/15 82-84, 0.736		IC=290 76 IA (B)=6662 -58
	УСТ	348	1.20	ВИД-КЗ АВС ВЕЕР 80/15 80-81, 0.879		IC=290 76 IA (B)=6662 -58

Следует выбрать наибольшую токовую уставку.

Из расчетов выбираем ток срабатывания ступени №2 ТСЗ, равный:

$$I_{сз}^{II} = 1159 \text{ А}$$

Принимаем время срабатывания ступени №2 ТСЗ на ступень селективности большей первой ступени:

$$t_{сз}^{II} = 0,5 \text{ с}$$

2.3.4 Проверка чувствительности второй ступени

Для того, чтобы проверить чувствительность ступени №2 проведем двухфазное КЗ на ТЭЦ-3.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 6182
 Ветвь 675-677
 Узел

Тип МФТЗ
 КТТ
 КТН

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
 Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ КСХ РТ	1159 1.73 АВС	1.21	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 18		IV=1117 -158 Ip=2236 -158

Из расчета получаем коэффициент чувствительности, равный:

$$k_{\varphi} = 1,21 \geq 1,2$$

Рассчитанный коэффициент чувствительности полностью соответствует предъявляемым требованиям [1, стр. 57].

2.3.5 Расчет уставки третьей ступени

III ступень:

От нагрузочных режимов необходимо отстраивать ток срабатывания ступени №3 ТСЗ.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
Защита 6182
Ветвь 675-677
Узел

Тип МФТЗ
КТТ
КТН

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
Ступень 3

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
НАГРУЗКА	УСТ	585			КН=1.20 КВ=0.80 JH=390	

Из расчетов получаем ток срабатывания ступени №3 ТСЗ, равный:

$$I_{сз}^{III} = 585 \text{ А}$$

Принимаем время срабатывания ступени №3 ТСЗ на ступень селективности большей второй ступени:

$$t_{сз}^{III} = 1 \text{ с}$$

2.3.6 Проверка чувствительности третьей ступени

Проверяем по КЗ в конце защищаемой линии чувствительность защиты, выполняющей функцию ближнего резервирования.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 6182
 Ветвь 675-677
 Узел

Тип МФТЗ
 КТТ
 КТН

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
 Ступень 3

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ КСХ РТ	585 1.73 ABC	2.21	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 18		IB=1117 -158 Ip=2236 -158

Из расчета получаем коэффициент чувствительности, равный:

$$k_y = 2,21 \geq 1,5$$

Рассчитанный коэффициент чувствительности полностью соответствует предъявляемым требованиям [1, стр. 49].

Проверяем по КЗ в конце смежной линии чувствительность защиты, выполняющей функцию дальнего резервирования.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 6182
 Ветвь 675-677
 Узел

Тип МФТЗ
 КТТ
 КТН

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
 Ступень 3

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ КСХ РТ	585 1.73 ABC	1.65	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 464		IB=835 -155 Ip=1672 -155

Из расчета получаем коэффициент чувствительности, равный:

$$k_y = 1,65 \geq 1,2$$

Рассчитанный коэффициент чувствительности полностью соответствует предъявляемым требованиям [1, стр. 49].

Внесем все полученные значения токов срабатывания каждой ступени ТСЗ в итоговую таблицу.

Таблица 2.7 – Параметры токовой ступенчатой защиты

№ ступеней	Токи срабатывания
	$I_{сз}, A$
I	1549
II	1159
III	585

По итогу всех вычислений внесем рассчитанные уставки сопротивлений и токов срабатывания различных ступеней всех трех защит в итоговую таблицу.

Таблица 2.8 – установленные защиты на воздушной линии электропередачи

Тип защиты	Номер ступеней	Параметры срабатывания $Z_{сз}$, Ом $I_{сз}$, А
ДЗ	I	$Z_{сз} = 8,96 + j \cdot 16,71$
	II	$Z_{сз} = 12,77 + j \cdot 23,84$
	III	$Z_{сз} = 80,2 + j \cdot 149,7$
ТЗНП	I	$I_{сз} = 661$
	II	$I_{сз} = 288$
	IV	$I_{сз} = 60$
ТСЗ	I	$I_{сз} = 1549$
	II	$I_{сз} = 1159$
	III	$I_{сз} = 585$

3 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ВТОРОГО КОМПЛЕКТА

3.1 Дистанционная защита

Рассчитаем уставки и проверим чувствительность дистанционной защиты для второго комплекта, расположенного со стороны шин ТЭЦ-3.

Принятая к расчету защита будет иметь номер 6181 (номер элемента N=618 и номер комплекта защиты 1), а также 6171.

3.1.1 Расчет уставки первой ступени

I ступень:

Соппротивление срабатывания первой ступени защиты без выдержки времени отстраивается от КЗ на шинах подстанции конца линии с противоположной стороны. Данный случай подразумевает рассмотрение КЗ на ПС Дружная [7, стр. 29].

В программе выбираем пункт «Задание для расчета» и заполняем шаблон задания для расчета уставки первой ступени. После заполнения протокола задания выполняем команду «Расчет». Программа выдает результат в виде протокола.

ЭЛ 3-17 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
Защита 6171
Ветвь 15-669
Узел

Тип ШЭ2607
КТТ 390/5
КТН 1100

ПС 1СШ ТЭЦ-3
Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XU RY ФМЧ Ф2 Ф3 Ф4	19.6 10.5 75 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 674		ZCA=28.41 57

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 6181
 Ветвь 18-676
 Узел

Тип ШЭ2607
 КТТ 390/5
 КТН 1100

ПС 2СШ ТЭЦ-3
 Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XV	16.7	0.85	ВИД-КЗ ABC		ZCA=24.45 56
	RV	8.96		УЗЕЛ-КЗ 675		
	ФМЧ	75				
	Ф2	-15				
	Ф3	115				
	Ф4	0				

Как видно, сопротивление параллельной линии 618 меньше сопротивления линии 617, поэтому в дальнейшем будем проводить расчеты для линии 618.

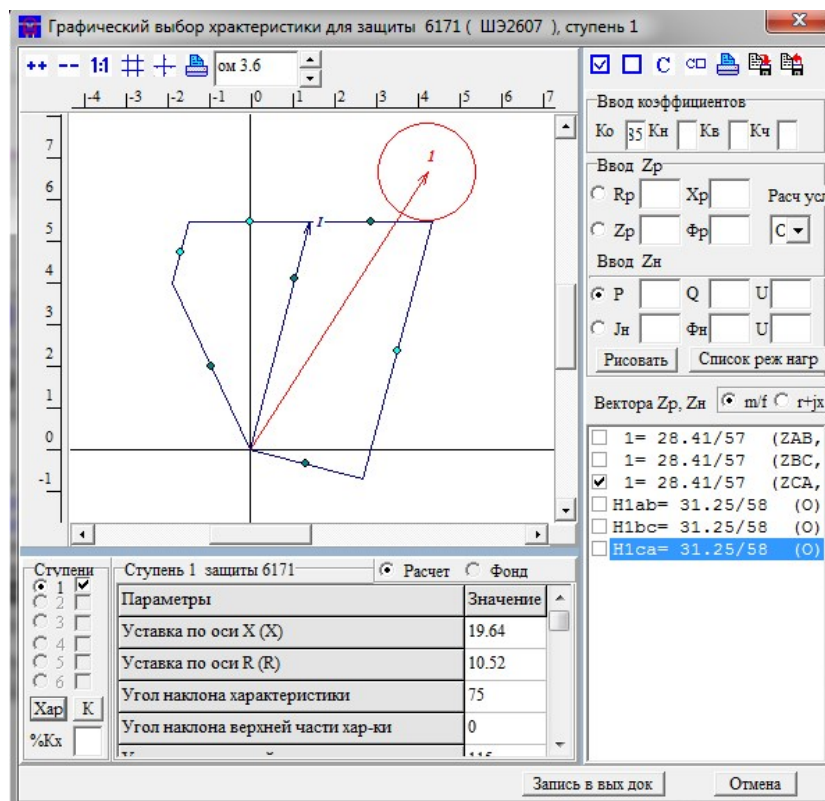
Сопротивление срабатывания ДЗ ступени №1:

$$Z_{сз}^I = 8,96 + j \cdot 16,71 \text{ Ом}$$

Время срабатывания первой ступени ДЗ:

$$t_{сз}^I = 0 \text{ с}$$

В программе строим графическую характеристику реле срабатывания первой ступени защиты 6171 и 6181 на комплексной плоскости.



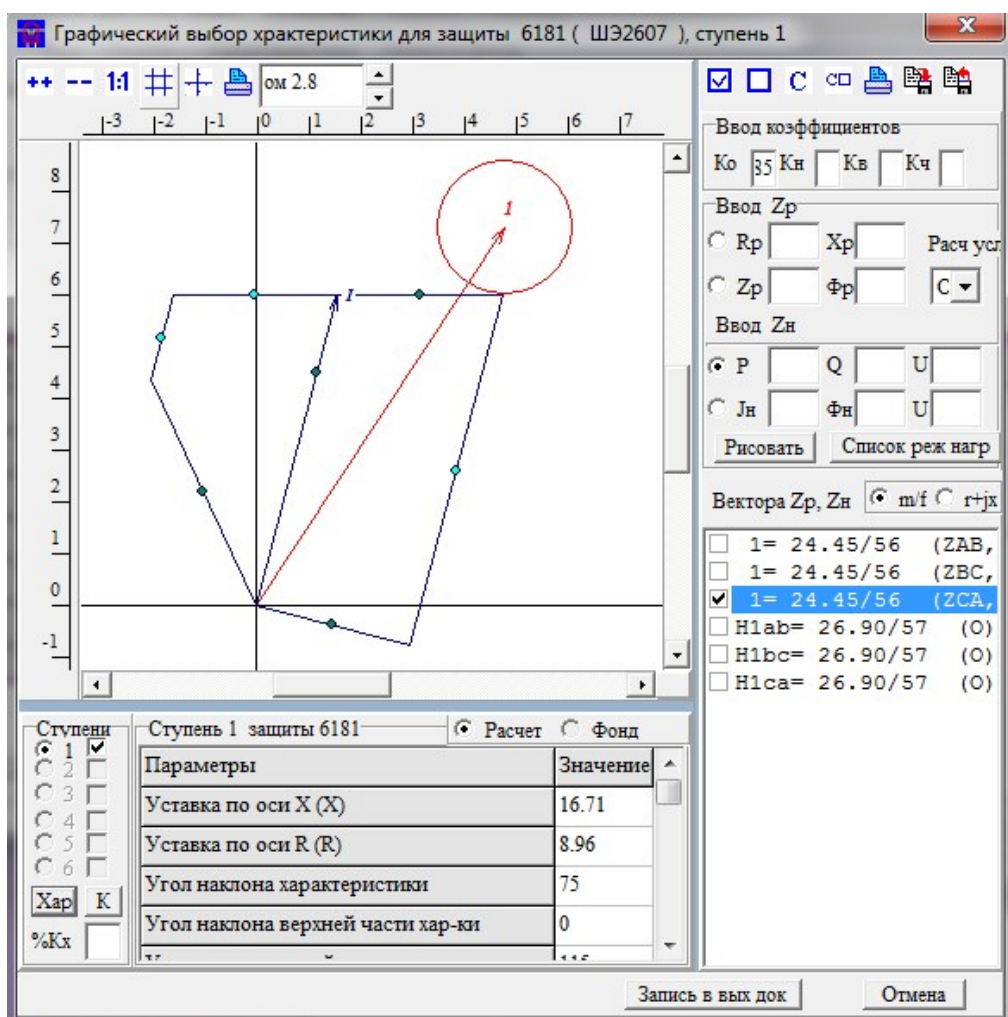


Рисунок 3.1 – Графическая характеристика реле срабатывания первой ступени дистанционной защиты второго комплекта.

Как видим, сопротивление параллельной линии 618 меньше сопротивлением линии 617, поэтому в дальнейшем проводим расчеты только для линии 618.

3.1.2 Проверка чувствительности первой ступени

Для первых ступеней ДЗ чувствительность допускается не проверять согласно [6, стр. 82].

3.1.3 Расчет уставки второй ступени

II ступень:

Сопротивление срабатывания ступени №2 защиты 6181 должно быть:

– отстроено от КЗ на шинах НН трансформаторов, которые отходят от подстанции [7, стр. 35]

ЭЛ Э-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
Защита 6181
Ветвь 18-676
Узел

Тип ШЭ2607
КТТ 390/5
КТН 1100

ПС 2СШ ТЭЦ-3
Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XV RV ФМЧ Ф2 Ф3	34.2 18.3 75 -15 115	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 802		ZCA=43.71 69

– согласовано по чувствительности с первой ступенью защит отходящих линий [7, стр. 35]

Произведем КЗ на подстанциях Воробьевская и Дупленская, расположенные на первой периферии, и рассчитываем первую ступень защиты для каждой линии.

ЭЛ Э-1 ДРУЖНАЯ-ДУПЛЕНСКАЯ
Защита 6011
Ветвь 674-1191
Узел

Тип ШЭ2607
КТТ 390/5
КТН 1100

ПС 1СШ ДРУЖНАЯ
Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XV RV ФМЧ Ф2 Ф3 Ф4	16.7 8.96 75 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 602		ZCA=24.50 56

ЭЛ Э-2 ДРУЖНАЯ-ДУПЛЕНСКАЯ
Защита 6021
Ветвь 675-1192
Узел

Тип ШЭ2607
КТТ 390/5
КТН 1100

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XV RV ФМЧ Ф2 Ф3 Ф4	13.6 7.29 75 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 603		ZCA=19.96 56

ЭЛ С-24 ДРУЖНАЯ-КОЛЫВАНЬ
 Защита 7841
 Ветвь 675-900
 Узел

Тип ШЭ2607
 КТТ 390/5
 КТН 1100

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
 Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XV RV ФМЧ Ф2 Ф3 Ф4	31.0 16.6 75 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 906		ZCA=43.41 44

Результаты расчетов сводим в таблицу с указанными значениями сопротивлений срабатывания первых ступеней отходящих линий от ПС Дружная.

Таблица 3.1 – Результаты расчетов

№ ветви	№ элемента	Значение сопротивления срабатывания	
		XY, Ом	RY, Ом
674-1191	601	16,7	8,96
675-1192	602	13,6	7,29
675-900	784	31	16,6

Произведем согласование второй ступени защиты ветви 18-676 с первой ступенью защиты ветви 674-1191.

ЭЛ Э-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 6181
 Ветвь 18-676
 Узел

Тип ШЭ2607
 КТТ 390/5
 КТН 1100

ПС 2СШ ТЭЦ-3
 Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ XV=16.7 RV=8.96 T=0.00 ФМЧ 75 Ф2 -15 Ф3 115 Ф4 0 Защита 6011 ШЭ2607 (674-1191) ЭЛ:Э-1 ДРУЖНА Я-ДУПЛЕНСКАЯ ПС:1СШ ДРУЖНАЯ	XV RV ФМЧ Ф2 Ф3	38.2 20.5 75 -15 115	0.85	ВИД-КЗ ABC ВЕР 601/674 602-1187,0.597	ОТКЛ 15-669	ZCA=56.15 46 ZAB (B)=18.08 56
	XV RV ФМЧ Ф2 Ф3	34.6 18.5 75 -15 115	0.85	ВИД-КЗ ABC ВЕР 601/674 602-1187,0.000	ОТКЛ 15-669	ZCA=51.09 47 ZAB (B)=24.50 56

Произведем согласование второй ступени защиты ветви 18-676 с первой ступенью защиты ветви 675-1192.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3

Защита 6181

Ветвь 18-676

Узел

Тип ШЭ2607

КТТ 390/5

КТН 1100

ПС 2СШ ТЭЦ-3

Степень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ С 1 СТУПЕНЬЮ XV=13.6 RV=7.29 T=0.00 <u>ФМУ 75</u> <u>Ф2 -15</u> <u>Ф3 115</u> <u>Ф4 0</u> <u>Защита 6021</u> <u>ШЭ2607</u> <u>(675-1192)</u> <u>ЭЛ:3-2 ДРУЖНА</u> <u>Я-ДУПЛЕНСКАЯ</u> <u>ПС:2СШ ДРУЖНАЯ</u>	XV RV ФМУ Ф2 Ф3	35.4 19.0 75 -15 115	0.85	ВИД-КЗ АВС ВЕР 602/675 603-1192,0.504	ОТКЛ 15-669	ZCA=52.25 47 ZAB(B)=14.74 56
	XV RV ФМУ Ф2 Ф3	34.6 18.5 75 -15 115	0.85	ВИД-КЗ АВС ВЕР 602/675 603-1192,0.000	ОТКЛ 15-669	ZCA=51.09 47 ZAB(B)=19.96 56

Произведем согласование второй ступени защиты ветви 18-676 с первой ступенью защиты ветви 675-900.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3

Защита 6181

Ветвь 18-676

Узел

Тип ШЭ2607

КТТ 390/5

КТН 1100

ПС 2СШ ТЭЦ-3

Степень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ С 1 СТУПЕНЬЮ XV=31.0 RV=16.6 T=0.00 <u>ФМУ 75</u> <u>Ф2 -15</u> <u>Ф3 115</u> <u>Ф4 0</u> <u>Защита 7841</u> <u>ШЭ2607</u> <u>(675-900)</u> <u>ЭЛ:С-24 ДРУЖН</u> <u>АЯ-КОЛЫВАНЬ</u> <u>ПС:2СШ ДРУЖНА</u> <u>Я</u>	XV RV ФМУ Ф2 Ф3	118.1 63.3 75 -15 115	0.85	ВИД-КЗ АВС ВЕР 784/675 235-901,0.502	ОТКЛ 15-669	ZCA=119.11 33 ZCA(B)=27.91 44
	XV RV ФМУ Ф2 Ф3	118.1 63.3 75 -15 115	0.85	ВИД-КЗ АВС ВЕР 784/675 903-905,0.364	ОТКЛ 15-669	ZCA=119.15 33 ZCA(B)=27.92 44

Результаты расчетов сводим в таблицу согласования второй ступени защиты 6181 с первыми ступенями защит отходящих линий от ПС Дружная.

Таблица 3.2 – Результаты расчетов

№ ветви	№ ветви согласования	Значение сопротивления срабатывания	
		XY, Ом	RY, Ом
674-1191	601	38,2	20,5
674-1191	601	34,6	18,5
675-1192	602	35,4	19
675-1192	602	34,6	18,5
675-900	784	118,1	63,3
675-900	784	36,1	19,3

За расчетное принимается меньшее сопротивление срабатывания из всех условий.

Сопротивление срабатывания ДЗ второй ступени:

$$Z_{сз}^{II} = 18,3 + j \cdot 34,2 \text{ Ом}$$

Время срабатывания ДЗ второй ступени:

$$t_{сз}^{II} = 0,5 \text{ с}$$

В программе строим графическую характеристику реле срабатывания второй ступени защиты 6181 на комплексной плоскости.

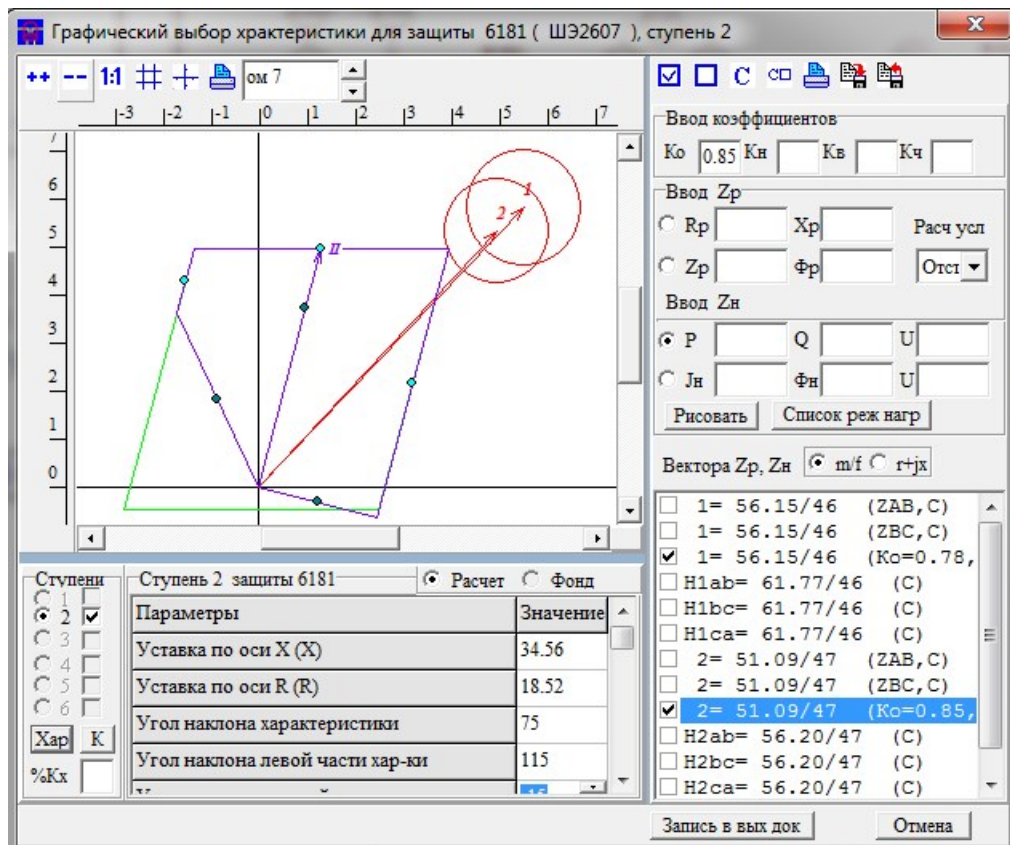


Рисунок 3.2 – Графическая характеристика реле срабатывания второй ступени дистанционной защиты.

3.1.4 Проверка чувствительности второй ступени

Проверим чувствительность второй ступени при трехфазном КЗ в конце линии, ПС Дружная [6, стр. 84].

ЭЛ 9-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
Защита 6181
Ветвь 18-676
Узел

Тип ШЭ2607
КТТ 390/5
КТН 1100

ПС 2СШ ТЭЦ-3
Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XU	34.2	1.68	ВИД-КЗ ABC		ZCA=24.45 56
	RV	18.3	2.27	УЗЕЛ-КЗ 675		Ip=1977 59
	ФМЧ	75	<u>K_{ЧЗР}</u> =			
	Ф2	-15	1.40			
	Ф3	115				
	XBT	2.45				
	RBT	1.31				
	JTP	0.50	50.68			

Коэффициент чувствительности ступени №2 ДЗ равен:

$$k_u = 1,4 \geq 1,3$$

Значение коэффициента чувствительности, которое мы получили при расчете, полностью удовлетворяет предъявленным требованиям [2, 3.2.21].

3.1.5 Расчет уставки третьей ступени

III ступень:

Третья ступень ДЗ должна быть отстроена от минимального сопротивления в рабочем режиме нагрузки, иными словами в условиях минимального напряжения и максимального рабочего тока [7, стр. 43].

ЭЛ Э-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
Защита 6181
Ветвь 18-676
Узел

Тип ШЭ2607
КТТ 390/5
КТН 1100

ПС 2СШ ТЭЦ-3
Ступень 3

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
НАГРУЗКА	XU	149.7	1.26		KN=1.20 KB=1.05	ZN=183.20 36
	RY	80.2			KBPT=1.05 JN=312	
	ФМУ	75			УМИН=99 ФН=36	
	Ф2	45				
	Ф3	120				

Если не имеется никаких данных о нагрузке, то тогда задаем ток нагрузки в линии исходя из допустимого тока провода, уменьшив его на 20 %. Для провода марки АС-120 допустимый длительный ток равен 390 А [4, стр. 428]. Тогда примем ток нагрузки, равный:

$$I_{нагр} = 390 \cdot 0,8 = 312 \text{ А}$$

Так как рассчитываемая защита установлена на присоединениях 110 кВ, то принимаем коэффициент самозапуска равный единице [7, стр. 42].

Сопротивление срабатывания ДЗ третьей ступени:

$$Z_{сз}^{III} = 80,2 + j \cdot 149,7 \text{ Ом}$$

Время срабатывания дистанционной защиты третьей ступени:

$$t_{сз}^{III} = 1 \text{ с}$$

В программе строим графическую характеристику реле срабатывания третьей ступени защиты 6181 на комплексной плоскости.

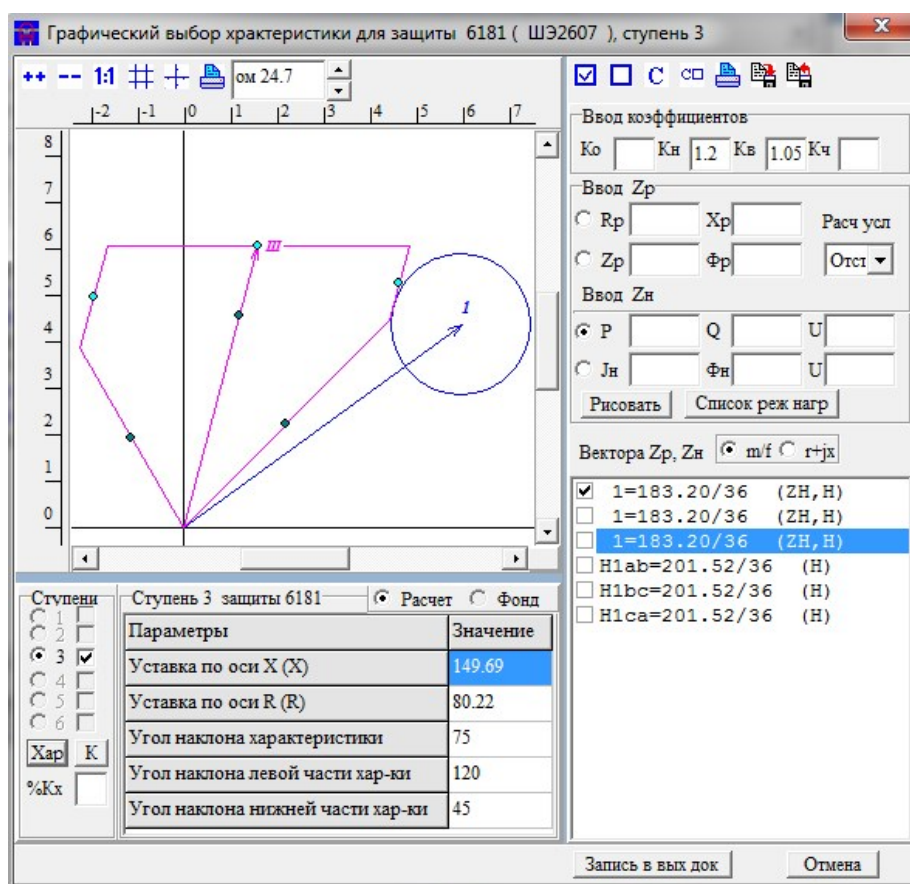


Рисунок 3.3—Графическая характеристика реле срабатывания ступени №3 ДЗ.

3.1.6 Проверка чувствительности третьей ступени

Проверяем чувствительность третьей ступени ДЗ при ближнем резервировании при трехфазном КЗ в конце защищаемой линии, ПС Дружная.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 6181
 Ветвь 18-676
 Узел

Тип ШЭ2607
 КТТ 390/5
 КТН 1100

ПС 2Ш ТЭЦ-3
 Ступень 3

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XU	149.7	7.35	ВИД-КЗ ABC		ZBC=24.45 56
	RV	80.2	9.96	УЗЕЛ-КЗ 675		Ip=1977 179
	ФМЧ	75	KЧзр=			
	Ф2	-15	1.55			
	Ф3	115				
	XBT	10.6				
	RBT	5.69				
	JTP	0.50	50.68			

Коэффициент чувствительности третьей ступени ДЗ при ближнем резервировании:

$$k_{\text{ч}} = 1,55 \geq 1,5$$

Значение коэффициента чувствительности, которое мы получили при расчетах, полностью удовлетворяет предъявленным требованиям [6, стр. 90].

Чувствительность ступени №3 при дальнем резервировании проверяем при трехфазном КЗ в конце наиболее длинной линии.

Произведем КЗ на ПС Воробьевская.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
Защита 6181
Ветвь 18-676
Узел

Тип ШЭ2607
КТТ 390/5
КТН 1100

ПС 2СШ ТЭЦ-3
Ступень 3

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XU	149.7	3.29	ВИД-КЗ ABC		ZCA=61.02 48
	RV	80.2	2.82	УЗЕЛ-КЗ 906		<u>I_p</u> =878 69
	ФМЧ	75	<u>K_{Чзр}</u> =			
	Ф2	-15	1.23			
	Ф3	115				
	XBT	10.6				
	RBT	5.69				
	JTP	0.50	22.51			

Коэффициент чувствительности третьей ступени ДЗ при дальнем резервировании:

$$k_{\text{ч}} = 1,23 \geq 1,2$$

Значение коэффициента чувствительности, которое мы получили при расчетах, полностью удовлетворяет предъявленным требованиям [6, стр. 90].

Сведем в итоговую таблицу значения сопротивлений срабатывания каждой из ступеней ДЗ.

Таблица 3.3 – Параметры дистанционной защиты

№ ступеней	Сопротивление срабатывания
	<u>Z_{сз.}</u> Ом
I	8,96 + j·16,71
II	18,3 + j·34,2
III	80,2 + j·149,7

3.2 Токовая ступенчатая защита нулевой последовательности

3.2.1 Расчет уставки первой ступени

I ступень:

Ток срабатывания ступени №1 должен отстраиваться от максимального тока нулевой последовательности при КЗ на противолежащей ПС [8, стр. 11].

Производим КЗ на ПС Дружная.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
Защита 6181
Ветвь 18-676
Узел

Тип ТЗНП
КТТ
КТН

ПС 2СШ ТЭЦ-3
Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	635	1.20	ВИД-КЗ АО УЗЕЛ-КЗ 675		3I0=529 -65 3U0=2.40 -158
	УСТ	593	1.20	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 675		3I0=494 111 3U0=2.24 18

Тогда ток срабатывания первой ступени ТСЗНП будет равен:

$$I_{сз}^I = 635 \text{ А}$$

При этом время срабатывания первой ступени ТСЗНП:

$$t_{сз}^I = 0 \text{ с}$$

Чтобы исключить ложную работу защиты, вводим замедление на срабатывание примерно 0,2 с.

3.2.2 Проверка чувствительности первой ступени

Чувствительность для первой ступени проверяем по току двухфазного КЗ на землю в начале линии.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
Защита 6181
Ветвь 18-676
Узел

Тип ТЗНП
КТТ
КТН

ПС 2СШ ТЭЦ-3
Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
	УСТ	635	45.13	ВИД-КЗ АВ0 18-676, 0.060		3I0=28659 -145 3U0=63.82 122

Чувствительность первой ступени полностью соответствует требованиям.

3.2.3 Расчет уставки второй ступени

II ступень:

Рассчитаем уставки первых ступеней защит прилежащих линий [7, стр. 48].

ЭЛ 3-1 ДРУЖНАЯ-ДУПЛЕНСКАЯ ПС 1СШ ДРУЖНАЯ
Защита 6011 Тип ТЗНП Ступень 1
Ветвь 674-1191 КТТ
Узел КТН

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	991	1.20	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 602		3I0=826 -71 3U0=17.94 -165
	УСТ	745	1.20	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 602		3I0=621 105 3U0=13.48 11

ЭЛ 3-2 ДРУЖНАЯ-ДУПЛЕНСКАЯ ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
Защита 6021 Тип ТЗНП Ступень 1
Ветвь 675-1192 КТТ
Узел КТН

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	1211	1.20	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 603		3I0=1009 -71 3U0=17.94 -165
	УСТ	910	1.20	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 603		3I0=759 105 3U0=13.48 11

ЭЛ С-24 ДРУЖНАЯ-КОЛЫВАНЬ ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
Защита 7841 Тип ТЗНП Ступень 1
Ветвь 675-900 КТТ
Узел КТН

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	1115	1.20	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 906		3I0=929 -60 3U0=7.64 -154
	УСТ	832	1.20	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 906		3I0=693 114 3U0=5.70 20

Результаты расчетов сводим в таблицу с указанием значений тока срабатывания первых ступеней отходящих линий от ПС Дружная.

Таблица 2.5 – Результаты расчетов

№ ветви	№ элемента	Значение тока срабатывания	
		I _{сз} , А	
674-1191	601	991	
675-1192	602	1211	
675-900	784	1115	

Произведем согласование второй ступени защиты 6181 ветви 18-676 с первой ступенью защиты ветви 674-1191.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3

Защита 6181

Ветвь 18-676

Узел

Тип ТЭНП

КТТ

КТН

ПС 2СШ ТЭЦ-3

Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 991 T=0.00 защита 6011 ТЭНП (674-1191) ЭЛ:3-1 ДРУЖНА Я-ДУПЛЕНСКАЯ ПС:1СШ ДРУЖНАЯ	УСТ	128	1.10	ВИД-КЗ А0 ВЕР 601/674 602-1187,0.145		3I0=116 -57 3U0=0.55 -149 3I0(B)=991 -71 3U0(B)=18.13 -164

Произведем согласование второй ступени защиты 6181 ветви 18-676 с первой ступенью защиты ветви 675-1192.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3

Защита 6181

Ветвь 18-676

Узел

Тип ТЭНП

КТТ

КТН

ПС 2СШ ТЭЦ-3

Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 1211 T=0.00 защита 6021 ТЭНП (675-1192) ЭЛ:3-2 ДРУЖНА Я-ДУПЛЕНСКАЯ ПС:2СШ ДРУЖНАЯ	УСТ	130	1.10	ВИД-КЗ А0 ВЕР 602/675 603-1192,0.161		3I0=118 -57 3U0=0.56 -150 3I0(B)=1211 -71 3U0(B)=18.45 -165

Произведем согласование второй ступени защиты 6181 ветви 18-676 с первой ступенью защиты ветви 675-900.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3

Защита 6181

Ветвь 18-676

Узел

Тип ТЭНП

КТТ

КТН

ПС 2СШ ТЭЦ-3

Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 1115 T=0.00 защита 7841 ТЭНП (675-900) ЭЛ:С-24 ДРУЖН АЯ-КОЛЫВАНЬ ПС:2СШ ДРУЖНАЯ	УСТ	69	1.10	ВИД-КЗ А0 ВЕР 784/675 905-906,0.424		3I0=63 -48 3U0=0.28 -140 3I0(B)=1115 -60 3U0(B)=9.16 -155

Из всех условий выберем наибольшее значение тока срабатывания.

Таким образом ток срабатывания второй ступени ТЗНП будет равен:

$$I_{сз}^{II} = 130 \text{ А}$$

Тогда время срабатывания ступени №2 ТЗНП выбираем выше первой ступени на ступень селективности:

$$t_{сз}^{II} = t_{сз}^I + \Delta t = 0,5 \text{ с}$$

3.2.4 Проверка чувствительности второй ступени

По току однофазного КЗ в конце защищаемой линии проверяем чувствительность второй ступени:

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
Защита 6181
Ветвь 18-676
Узел

Тип ТЗНП
КТТ
КТН

ПС 2СШ ТЭЦ-3
Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	130	4.07	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 675		3I0=529 -65 3U0=2.40 -158
	УСТ	130	3.80	ВИД-КЗ АВ0 УЗЕЛ-КЗ 675		3I0=494 -129 3U0=2.24 138

Рассчитанный коэффициент чувствительности второй ступени ТЗНП:

$$k_y = 3,8 \geq 1,5$$

Рассчитанное значение коэффициента чувствительности полностью удовлетворяет предъявленным требованиям [8, стр. 90]. Это значит, что можно не использовать третью ступень согласно [1].

3.2.5 Расчет уставки четвертой ступени

Ток срабатывания четвертой ступени должен отстраиваться от токов небаланса в нулевом проводе ТТ при наибольшем допустимом токе в линии.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
Защита 6181
Ветвь 18-676
Узел

Тип ТЗНП
КТИ
КТН

ПС 2СШ ТЭЦ-3
Степень 4

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
НАГРУЗКА	УСТ	45			КН=1.20 КВ=1.05 КВРТ=1.05 КНБ=0.10 JH=390	

Ток срабатывания четвертой ступени ТЗНП равен:

$$I_{сз}^{IV} = 45 \text{ А}$$

Так как ток срабатывания не может быть меньше 60 А согласно [1, стр. 42], то принимаем уставку четвертой ступени равную 60 А.

Выдержку времени четвертой ступени ТЗНП определяют по возможности по ступенчатому принципу [8, стр. 10].

3.2.6 Проверка чувствительности четвертой ступени

По однофазному КЗ в конце зоны дальнего резервирования оцениваем чувствительность четвертой ступени. Проводим КЗ на ПС Дупленская.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
Защита 6181
Ветвь 18-676
Узел

Тип ТЗНП
КТИ
КТН

ПС 2СШ ТЭЦ-3
Степень 4

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	60	1.89	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 603		3I0=113 -57 3U0=0.54 -150
	УСТ	60	1.42	ВИД-КЗ АВ0 УЗЕЛ-КЗ 603		3I0=85 -122 3U0=0.40 146

Получаем коэффициент чувствительности ступени №4 ТЗНП:

$$k_y = 1,42 \geq 1,2$$

Рассчитанное значение коэффициента чувствительности полностью удовлетворяет предъявленным требованиям [8, стр. 90].

Составим итоговую таблицу с указанием значений токов срабатывания каждой из ступеней ТСЗНП.

Таблица 2.6 – Параметры токовой защиты нулевой последовательности

№ ступеней	Токи срабатывания
	$I_{сз}, A$
I	635
II	130
IV	60

3.3 Токовая ступенчатая защита

3.3.1 Расчет уставки первой ступени

1 ступень:

При трехфазном КЗ на шинах противолежащей ПС выбирается ток срабатывания ступени №1 ТСЗ. Проводим короткое замыкание на ПС Дружная.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
Защита 6181
Ветвь 18-676
Узел

Тип МФТЗ
КТТ
КТН

ПС 2СШ ТЭЦ-3
Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	2739	1.20	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 675		IC=2282 59

Из расчета получаем ток срабатывания ступени №1 ТСЗ:

$$I_{сз}^I = 2739 \text{ A}$$

Принимаем время срабатывания ступени №1 ТСЗ, равное:

$$t_{сз}^I = 0 \text{ c}$$

3.3.2 Проверка чувствительности первой ступени

Необходимо проверять чувствительность при двухфазном КЗ в начале линии, находящейся под защитой.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
Защита 6181
Ветвь 18-676
Узел

Тип МФТЗ
КТТ
КТН

ПС 2СШ ТЭЦ-3
Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ КСХ РТ	2739 1.73 ABC	6.66	ВИД-КЗ BC УЗЕЛ-КЗ 676		IV=15785 -163 Ip=31568 -163

По расчетам видим, что коэффициент чувствительности ступени №1 ТСЗ полностью соответствует требованиям, и составляет:

$$k_u = 6,66$$

3.3.3 Расчет уставки второй ступени

II ступень:

Рассчитываем первые ступени защит отходящих линий от ПС Дружная.

Проводим трехфазное КЗ на подстанциях Воробьевская и Дупленская.

ЭЛ 3-1 ДРУЖНАЯ-ДУПЛЕНСКАЯ
Защита 6011
Ветвь 674-1191
Узел

Тип	МФТЗ
КТТ	
КТН	

ПС 1СШ ДРУЖНАЯ
Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	1836	1.20	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 602		IV=1530 176

ЭЛ 3-2 ДРУЖНАЯ-ДУПЛЕНСКАЯ
Защита 6021
Ветвь 675-1192
Узел

Тип	МФТЗ
КТТ	
КТН	

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	2255	1.20	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 603		IA=1879 -64

ЭЛ С-24 ДРУЖНАЯ-КОЛЫВАНЬ
Защита 7841
Ветвь 675-900
Узел

Тип	МФТЗ
КТТ	
КТН	

ПС 2СШ ДРУЖНАЯ
Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	1636	1.20	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 906		IA=1363 -48

Проведём согласование ступени №2 защиты 6181 со ступенью №1 защиты 6011.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 6181
 Ветвь 18-676
 Узел

Тип МФТЗ
 КТТ
 КТН

ПС 2СШ ТЭЦ-3
 Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 1836 T=0.00 защита 6011 МФТЗ (674-1191) ЭЛ:3-1 ДРУЖНА Я-ДУПЛЕНСКАЯ ПС:1СШ ДРУЖНА Я	УСТ	1137	1.20	ВИД-КЗ АВС ВЕЕР 601/674 602-1187,0.276		IA=948 -50 IB(B)=1836 176
	УСТ	1217	1.20	ВИД-КЗ АВС ВЕЕР 601/674 602-1187,0.000		IC=1014 69 IB(B)=1530 176

Проведём согласование ступени №2 защиты 6181 со ступенью №1 защиты 6021.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 6181
 Ветвь 18-676
 Узел

Тип МФТЗ
 КТТ
 КТН

ПС 2СШ ТЭЦ-3
 Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 2255 T=0.00 защита 6021 МФТЗ (675-1192) ЭЛ:3-2 ДРУЖНА Я-ДУПЛЕНСКАЯ ПС:2СШ ДРУЖНА Я	УСТ	1186	1.20	ВИД-КЗ АВС ВЕЕР 602/675 603-1192,0.284		IA=988 -51 IA(B)=2255 -64
	УСТ	1217	1.20	ВИД-КЗ АВС ВЕЕР 602/675 603-1192,0.000		IC=1014 69 IA(B)=1879 -64

Проведём согласование ступени №2 защиты 6181 со ступенью №1 защиты 7841.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 6181
 Ветвь 18-676
 Узел

Тип МФТЗ
 КТТ
 КТН

ПС 2СШ ТЭЦ-3
 Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 1636 T=0.00 защита 7841 МФТЗ (675-900) ЭЛ:С-24 ДРУЖН АЯ-КОЛЫВАНЬ ПС:2СШ ДРУЖНА Я	УСТ	435	1.20	ВИД-КЗ АВС ВЕРР 784/675 905-906,0.421		IC=362 85 IA(B)=1636 -48

Следует выбрать наибольшую токовую уставку.

Из расчетов выбираем ток срабатывания ступени №2 ТСЗ, равный:

$$I_{сз}^{II} = 1217 \text{ А}$$

Принимаем время срабатывания ступени №2 ТСЗ на ступень селективности большей первой ступени:

$$t_{сз}^{II} = 0,5 \text{ с}$$

3.3.4 Проверка чувствительности второй ступени

Для того, чтобы проверить чувствительность ступени №2 проведем двухфазное КЗ на ПС Дружная.

ЭЛ 3-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
 Защита 6181
 Ветвь 18-676
 Узел

Тип МФТЗ
 КТТ
 КТН

ПС 2СШ ТЭЦ-3
 Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ КСХ РТ	1217 1.73 АВС	1.88	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 675		IB=1979 -150 Ip=3953 -151

Из расчета получаем коэффициент чувствительности, равный:

$$k_y = 1,88 \geq 1,2$$

Рассчитанный коэффициент чувствительности полностью соответствует предъявляемым требованиям [1, стр. 57].

3.3.5 Расчет уставки третьей ступени

III ступень:

От нагрузочных режимов необходимо отстраивать ток срабатывания ступени №3 СТЗ.

ЭЛ Э-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
Защита 6181
Ветвь 18-676
Узел

Тип МФТЗ
КТТ
КТН

ПС 2СШ ТЭЦ-3
Ступень 3

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
НАГРУЗКА	УСТ	585			КН=1.20 КВ=0.80 JH=390	

Из расчетов получаем ток срабатывания ступени №3 ТСЗ, равный:

$$I_{сз}^{III} = 585 \text{ А}$$

Принимаем время срабатывания ступени №3 ТСЗ на ступень селективности большей второй ступени:

$$t_{сз}^{III} = 1 \text{ с}$$

3.3.6 Проверка чувствительности третьей ступени

Проверяем по КЗ в конце защищаемой линии чувствительность защиты, выполняющей функцию ближнего резервирования.

ЭЛ Э-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
Защита 6181
Ветвь 18-676
Узел

Тип МФТЗ
КТТ
КТН

ПС 2СШ ТЭЦ-3
Ступень 3

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ КСХ РТ	585 1.73 ABC	3.91	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 675		IV=1979 -150 Ip=3953 -151

Из расчета получаем коэффициент чувствительности, равный:

$$k_{\text{ч}} = 3,91 \geq 1,5$$

Рассчитанный коэффициент чувствительности полностью соответствует предъявляемым требованиям [1, стр. 49].

Проверяем по КЗ в конце смежной линии чувствительность защиты, выполняющей функцию дальнего резервирования.

ЭЛ Э-18 ДРУЖНАЯ-ТЭЦ-3
Защита 6181
Ветвь 18-676
Узел

Тип МФТЗ
КТТ
КТН

ПС 2СШ ТЭЦ-3
Степень 3

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ КСХ РТ	585 1.73 ABC	1.74	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 603		IB=881 -140 Ip=1756 -141

Из расчета получаем коэффициент чувствительности, равный:

$$k_{\text{ч}} = 1,74 \geq 1,2$$

Рассчитанный коэффициент чувствительности полностью соответствует предъявляемым требованиям [1, стр. 49].

Внесем все полученные значения токов срабатывания каждой ступени ТСЗ в итоговую таблицу.

Таблица 2.7 – Параметры токовой ступенчатой защиты

№ ступеней	Токи срабатывания
	<u>I_{сз}</u> , А
I	2739
II	1217
III	585

По итогу всех вычислений внесем рассчитанные уставки сопротивлений и токов срабатывания различных ступеней всех трех защит в итоговую таблицу.

Таблица 3.8 – установленные защиты на воздушной линии электропередачи

Тип защиты	Номер ступеней	Параметры срабатывания $Z_{сз}$, Ом $I_{сз}$, А
ДЗ	I	$Z_{сз} = 8,96 + j \cdot 16,71$
	II	$Z_{сз} = 18,3 + j \cdot 34,2$
	III	$Z_{сз} = 80,2 + j \cdot 149,7$
ТЗНП	I	$I_{сз} = 635$
	II	$I_{сз} = 130$
	IV	$I_{сз} = 60$
ТСЗ	I	$I_{сз} = 2739$
	II	$I_{сз} = 1217$
	III	$I_{сз} = 585$

4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЛИНИИ 110 КВ ПС ДРУЖНАЯ – ТЭЦ-3 НОВОСИБИРСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ В ЦИФРОВОМ ПРОГРАММНО-АППАРАТНОМ КОМПЛЕКСЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ «RTDS»

Комплексы RTDS это мощный инструмент для решения инженерных и исследовательских задач в области энергетики: комплексы RTDS моделируют энергосистему в режиме реального времени, что позволяет исследовать работу энергосистем, применяя как виртуальные элементы, так и реальные устройства; при помощи комплексов RTDS можно проводить всесторонние испытания реального вторичного оборудования в условиях, максимально электрически близких к реальным.

Цифровой симулятор энергосистемы в реальном времени производства RTDS Technologies претерпел значительные усовершенствования за последние десять лет и в настоящее время широко применяется в промышленности. С распространением и принятием технологии цифрового моделирования в реальном времени всё больше производителей, энергопредприятий и институтов используют RTDS для тестирования в замкнутом цикле систем защиты и управления, а также для масштабного моделирования в реальном масштабе времени. В дополнение к традиционным вариантам применения существенная польза от RTDS есть и при исследовании новых направлений, таких как активно-адаптивные сети, возобновляемые источники энергии.

В рамках разработанного ОАО “НТЦ ФСК ЕЭС” проекта стандарта “Технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА” разработаны общие технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА, а так же общие технические требования к порядку проведения испытаний микропроцессорных устройств РЗА.

В данной диссертации поставлена цель смоделировать в цифровом комплексе «RTDS» линию 110 кВ ПС Дружная – ТЭЦ-3 Новосибирской энергосистемы, и, в соответствии с предложенной в вышеназванном стандарте методикой испытаний, провести испытания релейной защиты с выбранными ранее в программе «АРМ СРЗА» уставками микропроцессорных защит.

4.1 Методика проведения испытаний с помощью системы моделирования реального времени «RTDS»

- Предварительно, провести моделирование электрической сети на системе моделирования реального времени в соответствии со схемой и испытываемой функцией.
- По методике выбора уставок разработанной предприятием изготовителем испытуемого терминала защиты, произвести расчет и выставление уставок на терминале.
- Подключить каналы токов и напряжений устройства к усилителям.
- Подать с усилителей симметричные токи и напряжения. Проконтролировать соответствие значений подаваемых токов и напряжений на устройстве РЗА.
- Подключить каналы связи, если устройство РЗА состоит из двух полуккомплектов.
- Проверить дискретный выход отключения устройства РЗА путем подачи токов или напряжений, превышающих уставку терминала.
- Выполнить программу испытаний.
- Работа испытуемого устройства контролируется по контактам его выходных реле, а так же промежуточных сигналов органов защиты, регистрируемых осциллографом терминала или другим осциллографом, позволяющим обеспечить необходимую точность регистрации сигналов.
- Для контроля качества регистрации сигналов встроенным осциллографом, записываются так же осциллограммы, снятые на испытательной установке.

- На основе анализа осциллограмм, записанных встроенным осциллографом испытуемого устройства, делаются заключения о правильности поведения устройства защиты в том или ином опыте (режим сети и вид замыкания).

4.2 Структура испытательной установки

Структурная схема испытательной установки приведена на рисунке 4.1. Она содержит модель реального времени RTDS, укомплектованную многоканальным цифро-аналоговым конвертором (GTAO card), интерфейсом дискретного ввода-вывода (GTFPI card) и усилителями тока (Ponovo).

Испытуемый терминал по цепям тока и напряжения подключается к аналоговым выходам усилителей Ponovo. Дискретный выход испытуемого терминала (срабатывание испытуемой функции защиты), сконфигурированный на отключение выключателей, подключается к модели выключателя RTDS через интерфейс GTFPI card. В вычислительный комплекс RTDS загружается схема моделируемой сети.

Подаваемые на испытуемый терминал токи и напряжения, сигналы срабатывания функций защиты, а также положение выключателей, записываются испытательной установкой в файл в формате COMTRADE. Дополнительно встроенным осциллографом испытуемого терминала записываются осциллограммы работы функций и входные токи и напряжения. Пуск записи осциллограмм встроенного осциллографа осуществляется по факту срабатывания пускового органа защиты. В тех случаях, когда срабатывание пусковых органов не происходит, пуск осциллографа допускается производить искусственно, например, от дополнительной функции максимальной токовой защиты с уставкой ниже подаваемого на терминал тока.

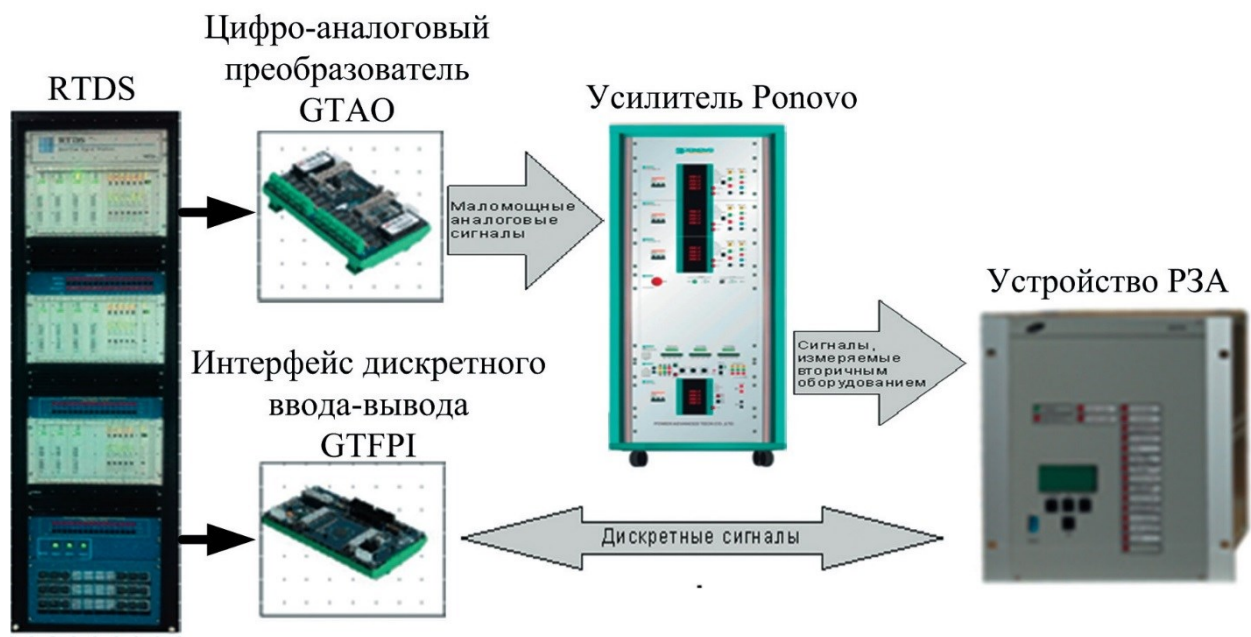


Рисунок 4.1 – Конфигурация испытательной установки

Перед проведением испытаний рассчитываются и выставляются уставки ДЗ, ТЗНП и ТСЗ. Расчет уставок производится по методике предприятия-изготовителя испытуемого терминала. Правильность выбора уставок проверяется научным руководителем.

По выбранным и проверенным уставкам производится формирование файла конфигурации устройства. Файл конфигурации распечатывается и вносится в протокол испытаний. При необходимости изменения уставок, выявленной в процессе испытаний, файл конфигурации распечатывается вновь и вносится в протокол с обоснованием изменения уставок.

4.3 Создание принципиальной схемы

В RSCAD/Draft (графическом редакторе) обычно библиотека элементов располагается справа, а слева – рабочее поле. Чтобы создать принципиальную схему модели, нужно копировать элементы библиотеки на нужное место на рабочем поле из правого окна.

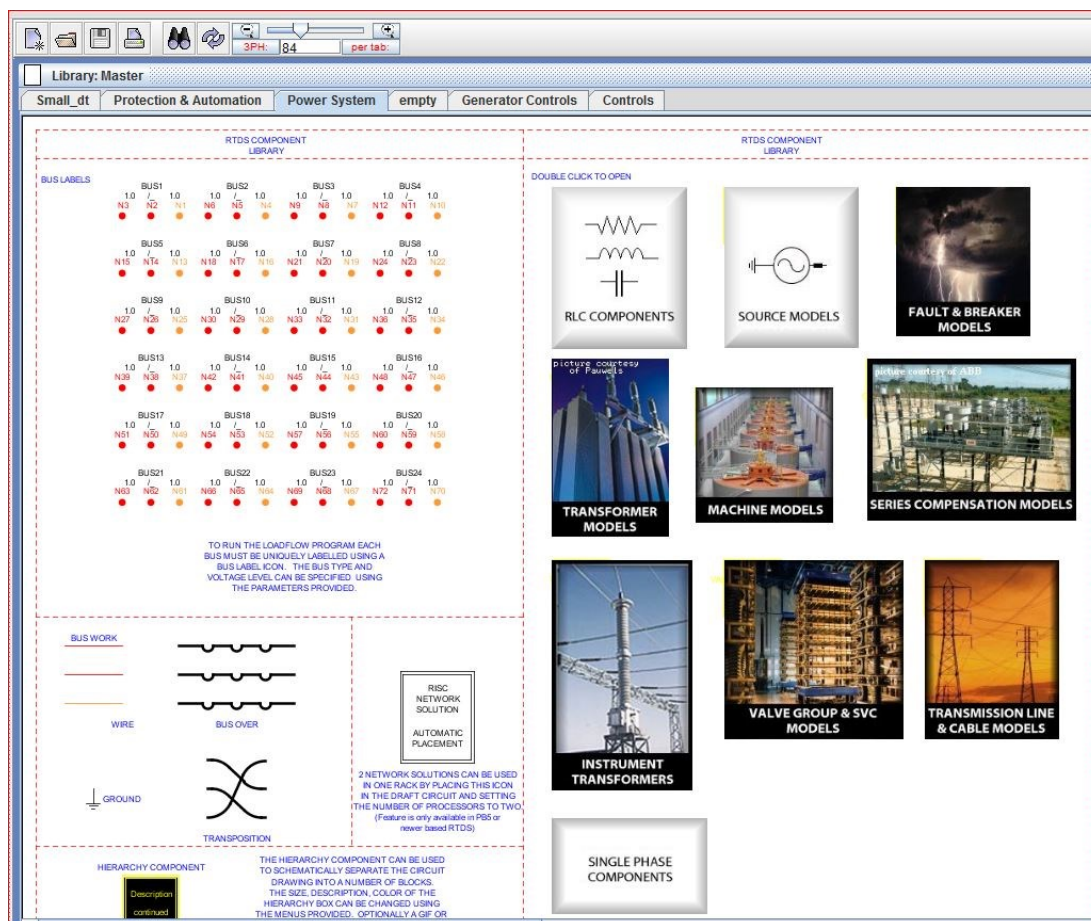


Рисунок 4.2 – Правое окно – библиотечные элементы

Библиотечное поле элементов имеет несколько закладок, в которых лежат элементы, собранные по общему функционалу. Таким образом, закладка «Power System» (элементы энергосистемы) включает генераторы, шины, линии электропередач, нагрузки, трансформаторы, и др., а вкладка «Controls» (элементы управления) – переключатели и кнопки для управления моделью и многое другое.

В RSCAD/Draft можно отображать электрической схемы в трехфазном виде или однолинейном. На процесс моделирования смена режима отображения никак не влияет. Однако сам процесс будет выполняться для трехфазной системы.

Для того, чтобы создать схему, нужно использовать элемент библиотеки «трехфазный источник напряжения».

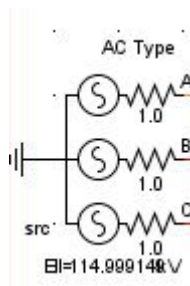


Рисунок 4.3 – Трехфазный источник напряжения

С помощью шин осуществляются на схеме все подключения. Элемент «Bus work» необходимо копировать из библиотечных элементов «Power System» и расположить так, чтобы с выводами источника был соединен один конец.



Рисунок 4.4 – «Bus work» (элемент шины)

Элемент «Bus Labels» предназначен для маркировки шин при создании схемы. Для задания параметра данного элемента маркировки необходимо выбрать пункт меню «Parameters» из выпадающего меню «Edit».



Рисунок 4.5 – Элемент библиотеки для маркировки шин «Bus Labels»

01167

rtds_sharc_sld_BUSLABEL

Parameters **LOAD FLOW DATA**

Name	Description	Value	Unit	Min	Max
BName	BUS Name	BUS1			
NA	A Phase Node Name	N1			
NB	B Phase Node Name	N2			
NC	C Phase Node Name	N3			
VRate	Rated Line-Line Bus Voltage	115	kV		
daout	Send Voltage(s) to D/A? (3PC Net only)	No			
COL	Bus Color (sld mode)	RED			
LW	Bus Line Width (sld mode)	3		0.0	10.0
COLA	A Phase Node Color	ORANGE			
COLB	B Phase Node Color	RED			
COLC	C Phase Node Color	RED			

Рисунок 4.6 – Параметры шин для нашей схемы

В качестве ЛЭП используем элемент библиотеки «T-Line».

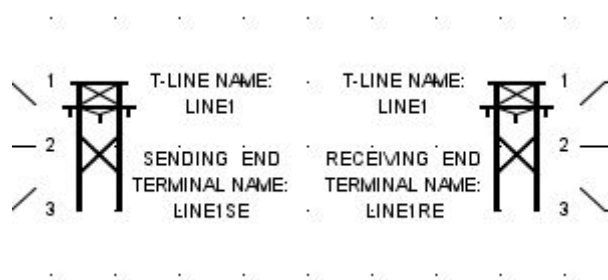


Рисунок 4.7 – Элемент «T-Line»

В открывшемся окне RSCAD/T-Line можем наблюдать изображение опоры ЛЭП с обозначением заземляющих проводов «GWn» и проводников «Cn». Можно задать параметры ЛЭП как через полные сопротивления нулевой и прямой последовательности, так и через геометрическое взаиморасположение проводников относительно друг друга и «земли» и их физические характеристики.

Далее будут приведены параметры линии для нашей модели.

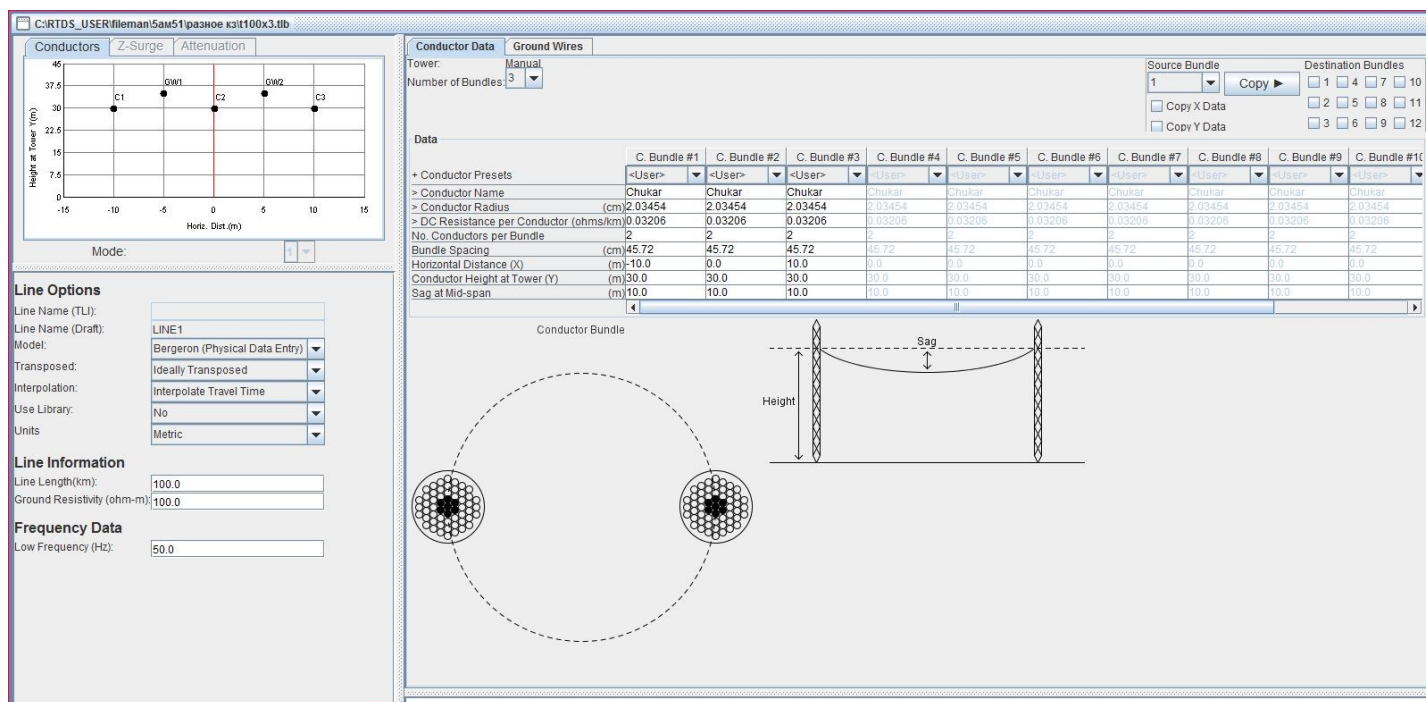


Рисунок 4.8 – Параметры проводника

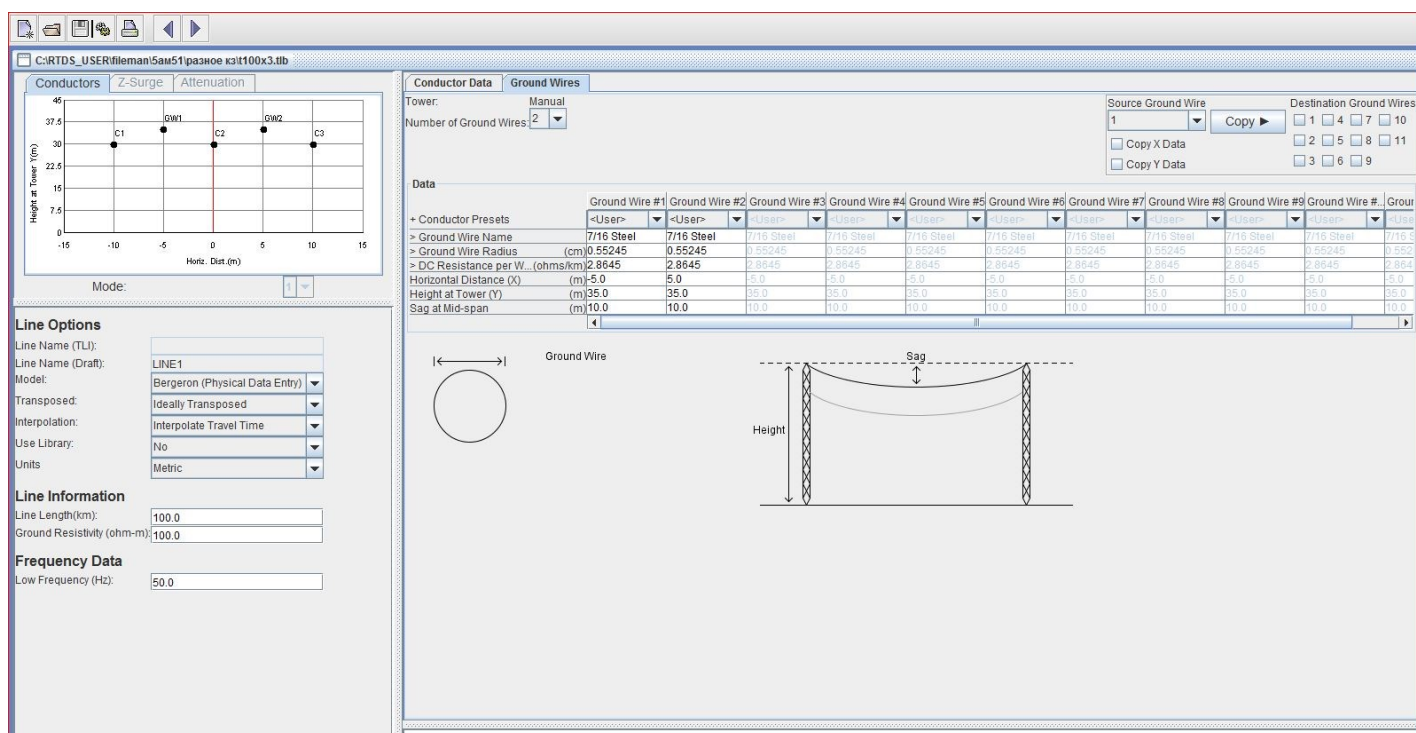


Рисунок 4.9 – Параметры провода заземления

4.4 Моделирование короткого замыкания

Ветвь КЗ подключается к шине для того, чтобы смоделировать на ней короткое замыкание. Ветвь КЗ содержит выключатель, значение активного сопротивления одного в отключенном состоянии очень велико, а в рабочем состоянии пользователь сам задает активное. Чтобы обеспечить появление и устранение повреждения, нужно прибегнуть к помощи элементов управления, находящиеся в разделе «Controls library». Самый простейший способ это использовать функции кнопки и генератора импульсов. Генератор импульсов задает длительность импульсов, которые определяют продолжительность повреждения.

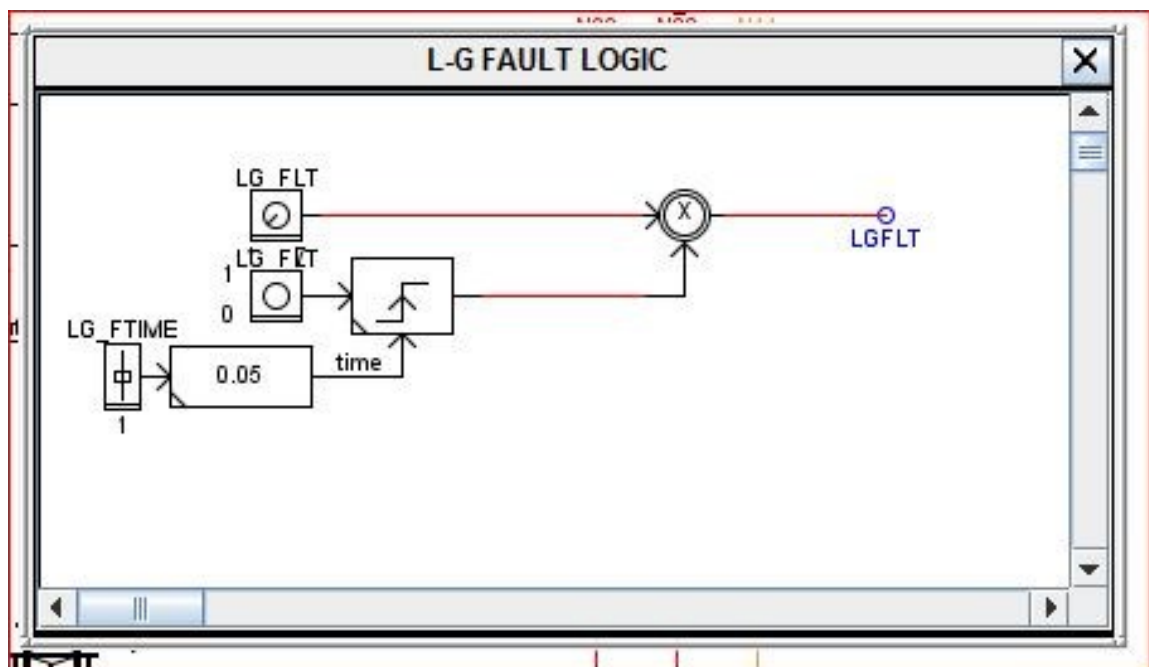


Рисунок 4.10 – Логика моделирования КЗ

Далее приведена полученная схема модели линии электропередачи.

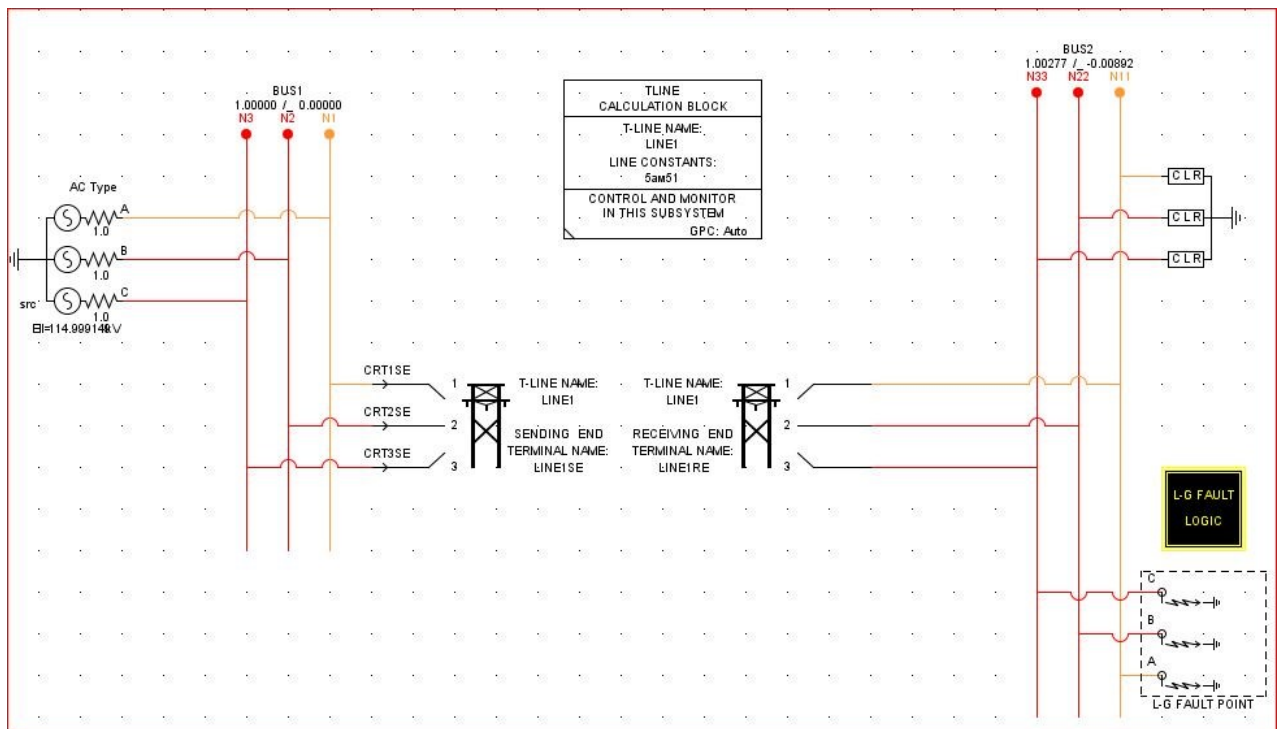


Рисунок 4.11 – Принципиальная схема линии электропередачи

Чтобы запустить исследуемый случай моделирования, нужно скомпилировать схему из «RSCAD/Draft» и далее загрузить модель в «RSCAD/RunTime». Можно создать графики и измерительные устройства для того, чтобы наблюдать различные величины системы (токов линии, напряжений на шинах и пр.). Для моделирования короткого замыкания создадим кнопку для инициализации повреждения. Необходимо выбрать опцию «create»→»pushbutton» из «RSCAD/RunTime». Заметим, что ток короткого замыкания изменяется мгновенно после инициации повреждения при помощи сигнала «LGFLT», который принимает значение логической «единицы». Однако, ток короткого замыкания не затухает до того, как не случится первый переход тока через ноль, который следует за переходом сигнала «LGFLT» в логический "ноль".

Далее приведен результат запуска для нашей схемы.

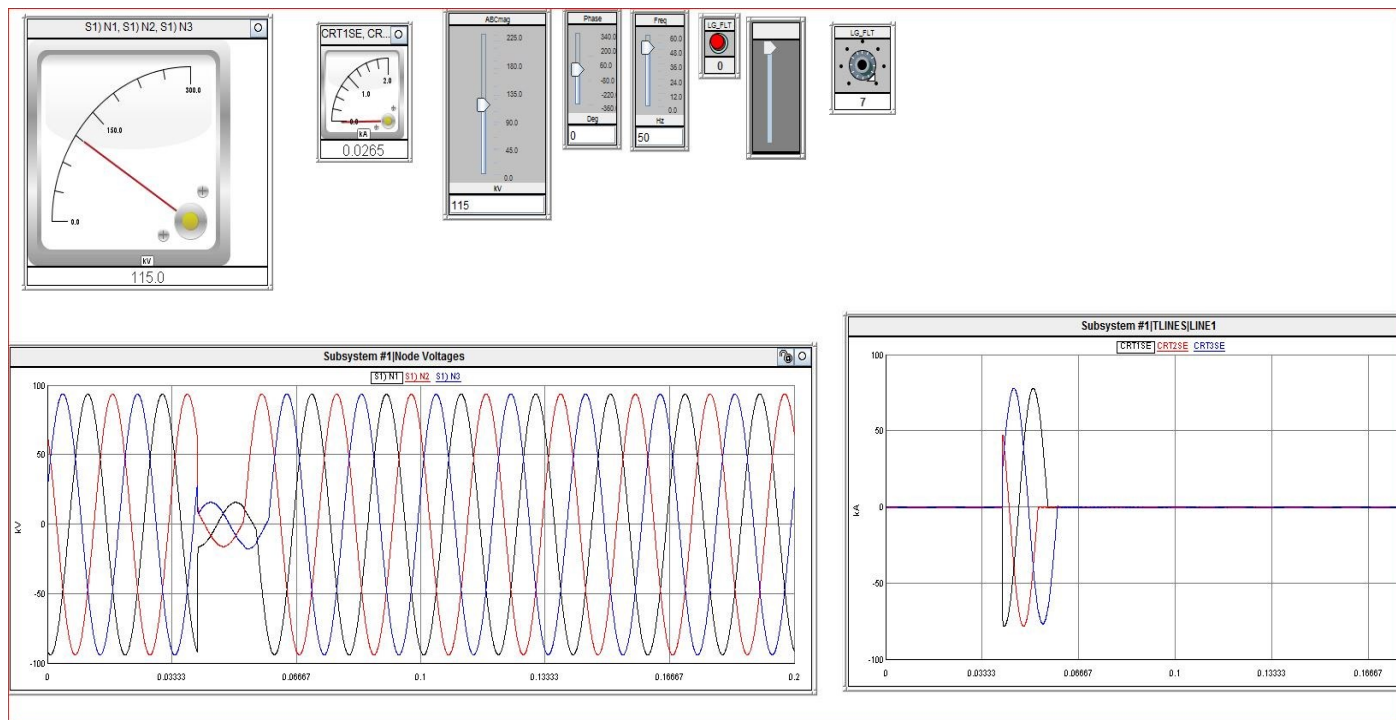


Рисунок 4.12 – Результаты моделирования трехфазного КЗ на землю

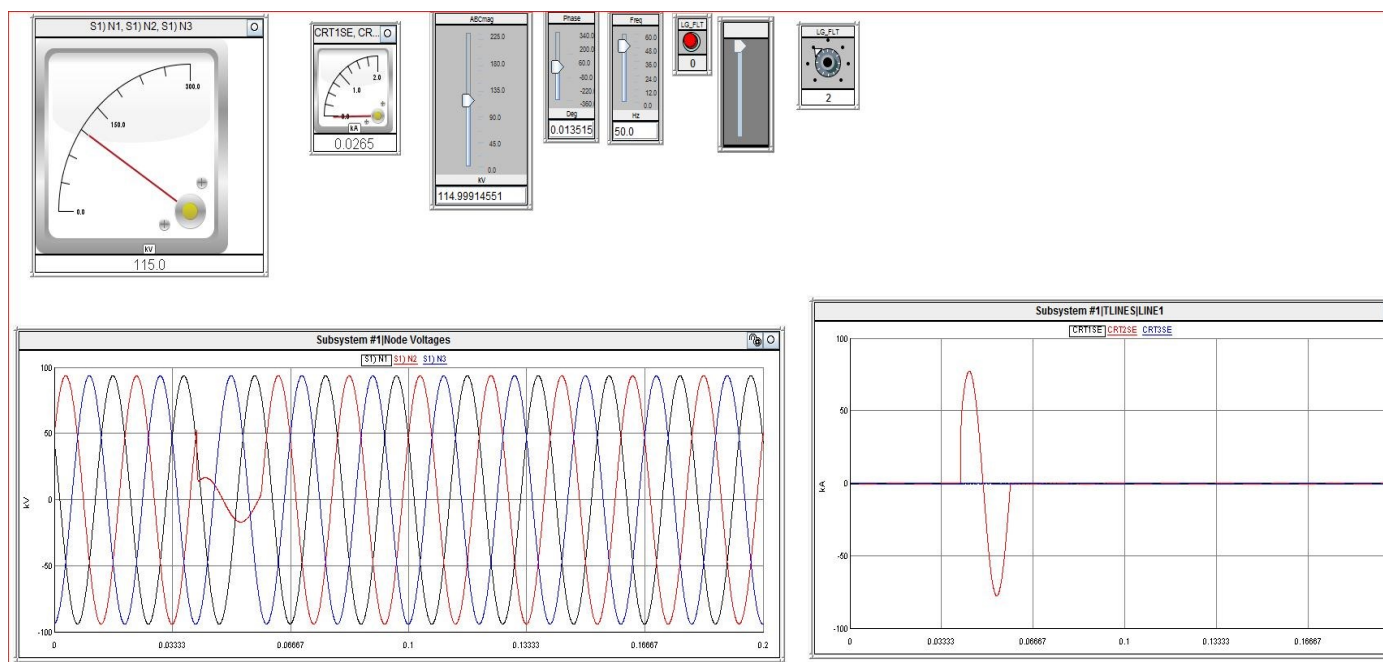


Рисунок 4.13 – Результаты моделирования однофазное КЗ на землю

4.5 Выдача сигнала на аналоговый выход

Комплекс «RTDS» непрерывно и с малым интервалом времени порядка 50 мкс пересчитывает исследуемый случай, а потому нет возможности собирать все данные расчета постоянно. При помощи обычно осциллографа можно непрерывно наблюдать за ходом процесса. Данный осциллограф нужно подключать к каналу аналоговых выходов. Для того, чтобы задать конкретный сигнал для формирования и на определенном аналоговом выходе, нужно добавить в схему исследуемого случая элемент управления каналом аналогового выхода. Этот элемент управления используем, чтобы отправить сигнал в канал ЦАП на лицевой панели платы PB5.

К двенадцати каналам аналоговых выходов имеет доступ каждый процессор PB5. Выходное напряжение аналоговых выходов равно $\pm 10\text{В}$ пикового напряжения. Чтобы отправить сигнал напряжения «N1» в канал аналогового выхода, нужно добавить в схему приведенные ниже блоки управления. В разделе «Controls library» расположены элементы управления.

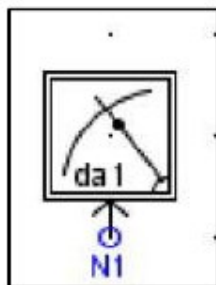


Рисунок 4.14 – Элемент аналогового вывода

DA – для задания канала аналогового выхода можно использовать любой из имеющихся 12-ти каналов процессора GPC.

SC – можно масштабировать входной сигнал так, что заданное значение дает выходное пиковое аналоговое напряжение 5В. Нужный коэффициент масштабирования является пиковым значением. В нашем случае задание коэффициента масштабирования равным 187.89 дает 5 В пикового значения по каналу ЦАП.

SL – Данный параметр может добавлять ползунки масштабирования и динамическое смещение. Если этот параметр активен, то мы можем создать ползунки «RSCAD/RunTime» для того, чтобы динамически регулировать смещение и масштаб аналогового выхода. Нужно подключать осциллограф к указанному выводу на лицевой панели процессорного модуля PB5 шкафа «RTDS», а сигнал «N1» можно наблюдать после начала моделирования.

4.6 Измерительные трансформаторы

Чтобы понизить значения токов и напряжений в ЭЭС до применяемого в устройствах РЗА уровня, необходимо использовать измерительные трансформаторы. Они должны очень точно воспроизводить первичные сигналы на вторичной стороне в переходных режимах.

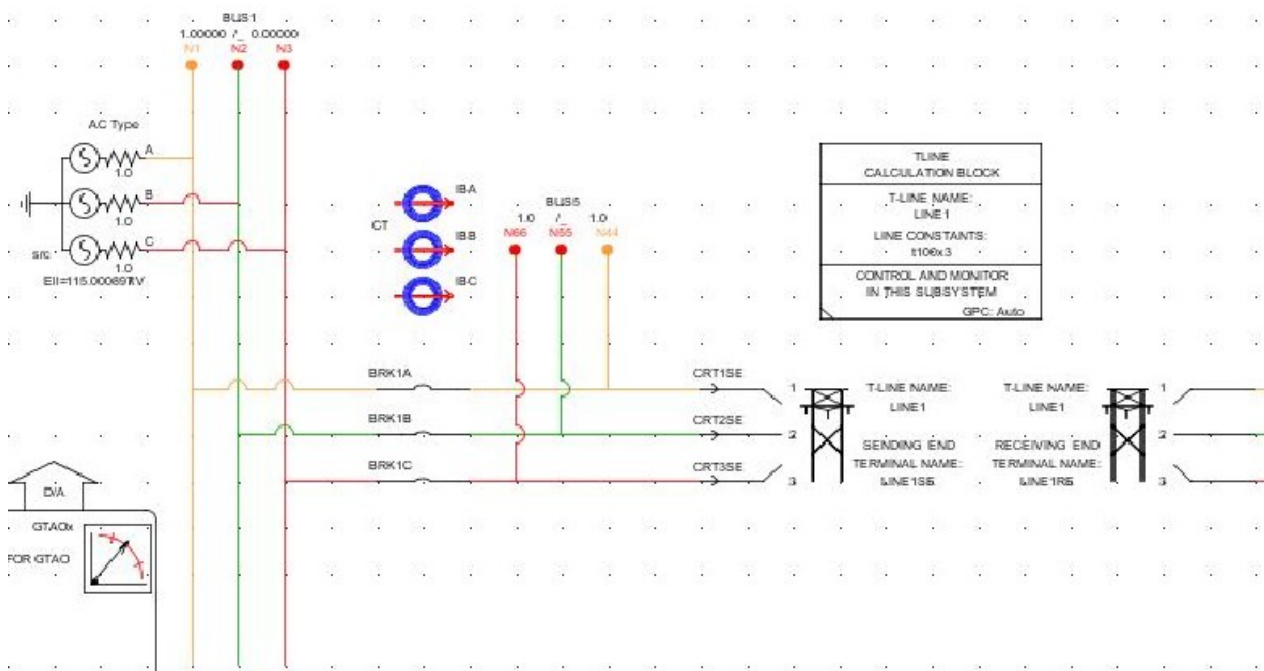


Рисунок 4.15 – Схема системы с моделью ТТ в трехфазном исполнении

На рисунке 4.15 в схеме редактора «Draft» трансформатор тока не подключен ни к одному элементу. Все это потому, что модель ТТ используется для обеспечения вторичных сигналов с целью взаимодействия с внешними устройствами защиты не участвует в моделировании. Элементу ТТ необходимо задавать первичный ток в качестве входной величины, который должен быть указан в параметрах ТТ через имя сигнала.

Меню параметров трансформатора тока отображено на рисунке 4.16.

If_rtds_sharc_sld_CTV2					
PRE-PROCESSOR VARIABLE (PPV) SELECTION		PPV NAMES	PPV MAXIMUM VALUES		
V1,I1 ... V10,I10		P-LOSS DATA	MONITORING	SIGNAL NAMES	
MAIN DATA	PROCESSOR ASSIGNMENT	TRANSFORMER DATA		BURDEN	
Name	Description	Value	Unit	Min	Max
NAME	CT Unit Name	CT1			
SIGA	A Phase Primary Current Signal Name	IBA			
SIGB	B Phase Primary Current Signal Name	IBB			
SIGC	C Phase Primary Current Signal Name	IBC			
F	Frequency	60.0	Hz	0	
DE	Core characteristics data entry	Vrms,Irms			
csa	Cross-sectional Area	1.19532e-3	m^2	0.0	100
PLen	Path Length	0.4987	m	0.0	100
FLXRS	Enable Flux Reset?	No		0	1
ENRMN	Enable The Initial Remanence?	No		0	1
FIT	BH Curve Fitting Algorithm	Least Square			
prtyp	Solve Model on card type:	GPC/PB5		0	2

Update Cancel Cancel All

Рисунок 4.16 – Меню параметров трансформатора тока

Параметрами SIGA, SIGB и SIGC задаем первичный входной ток. Ток через выключатель (IBA, IBB и IBC на схеме) является первичным током. Чтобы ввести характеристики насыщения трансформатора тока в значениях «Vrms» и «Irms» нужно в меню параметров трансформатора тока во вкладке параметров ВАХ сердечника "V1, I1...V10, I10" и в таблицу ввести необходимые данные.

If_rtds_sharc_sld_CTV2					
PRE-PROCESSOR VARIABLE (PPV) SELECTION		PPV NAMES	PPV MAXIMUM VALUES		
V1,I1 ... V10,I10		P-LOSS DATA	MONITORING	SIGNAL NAMES	
MAIN DATA	PROCESSOR ASSIGNMENT	TRANSFORMER DATA		BURDEN	
Name	Description	Value	Unit	Min	Max
V1		85.0		0.0	
I1		0.04		0.0	
V2		90.0		0.0	1e6
I2		0.045		0.0	1e6
V3		105		0.0	1e6
I3		0.05		0.0	1e6
V4		120		0.0	1e6
I4		0.075		0.0	1e6
V5		130		0.0	1e6
I5		0.0875		0.0	1e6
V6		140		0.0	1e6
I6		0.1		0.0	1e6
V7		145		0.0	1e6
I7		0.15		0.0	1e6
V8		150		0.0	1e6
I8		0.2		0.0	1e6
V9		169		0.0	1e6
I9		6		0.0	1e6
V10		175.0		0.0	1e6
I10		10.0		0.0	1e6

Рисунок 4.17 – Таблица параметров насыщения ТТ

Можно производить испытание устройств РЗА в рассматриваемом случае. Для этого в качестве входных токов внешних устройств должны быть использованы вторичные токи трансформаторов тока. В дальнейшем осуществим физическое подключение к устройствам РЗА, для этого формируем ток вторичной обмотки ТТ на аналоговом выходе «RTDS». Ток вторичной обмотки ТТ обязательно должен быть направлен на плату «ГТАО». Плата «ГТАО» с 12-ю прецизионными каналами аналогового вывода является периферийной. Для элемента «ГТАО» ток вторичной обмотки трансформатора тока является входным. Для импорта сигналов в блок управления и экспорта сигналов IBURA, IBURB и IBURC из ЭЭС пользуемся элементом импорта/экспорта.

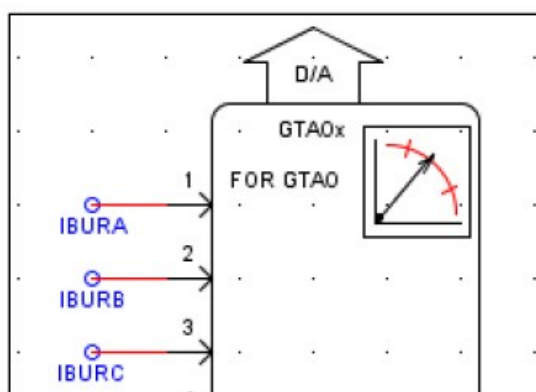


Рисунок 4.18 – Подключение сигналов от трансформатора тока к «ГТАО»

В качестве входного сигнала ток вторичной обмотки трансформатора тока может использоваться для различных элементов аналогового выхода. Модуль «ГТАО», имеющий аналоговые выходы с 16-битными ЦАП, обычно используется для устройств РЗА. При коротком замыкании токи обычно в несколько раз превышают токи рабочего режима. Для точной передачи аварийных и нормальных токов модули «ГТАО» с 16-ти битным ЦАП формируют сигналы в динамическом диапазоне.

4.7 Управление коротким замыканием и выключателем

При помощи редактора «Draft» добавляем в схему исследуемого случая моделирования элемент, который имитирует короткое замыкание, а также выключатель. Применим обозначения IVA, IVB и IVC для именования токов через фазы выключателя. Для того, чтобы задать токи первичной обмотки элемента трансформатора тока, будем использовать те же обозначения.

При помощи команд управляются элементы «L-G Fault Point» (для имитации КЗ) и «3 Phase Breaker» (выключатель). Формируем сигнал управления и используем его, чтобы воздействовать на элемент коммутации. При логической единице элемент короткого замыкания и отключается при логическом нуле. Выключатель же находится в разомкнутом состоянии при логическом нуле и в замкнутом при логической единице.

Нужно использовать необходимую последовательность событий, чтобы определить после завершения переходного процесса остаточный магнитный поток в сердечнике. Для моделирования самым сложным является случай, при котором переходный процесс завершается при прохождении через ноль, что может обеспечивать схема управления.



Рисунок 4.19 – нужная последовательность действий для управления КЗ

На рисунке 4.20 показаны элементы управления, которые используются для создания последовательности действий, приведенных на рисунке 4.19.

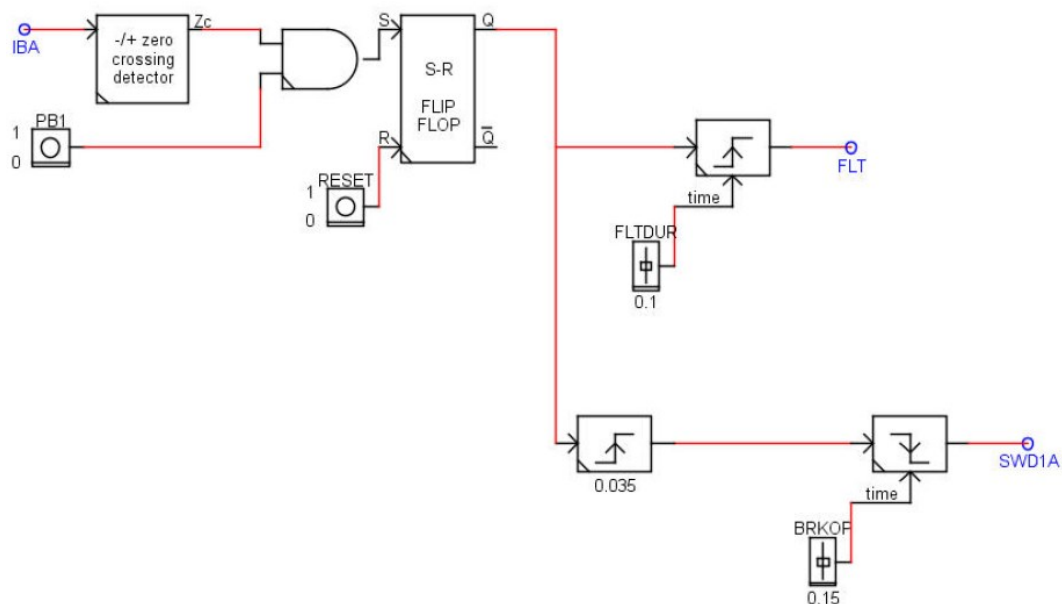


Рисунок 4.20 - Схема управления коротким замыканием и выключателем

Создаем схему управления нижеописанным способом:

- выбираем вкладку «Controls» библиотечных элементов управления;
- скопируем и разместим в элементе иерархической структуры элементы.

В разделе «Controls» все элементы размещены по функциям. В группе «Signal Processing» (обработка сигналов) находится «zero crossing detector» (детектор перехода через нулевой уровень), в группе «Logic Functions» (логические элементы) находятся логический элемент "AND" (И) и «Set/ReSet non clocked» (R-S триггер), в группе «Signal Generators» помещен «Pulse Generator» (формирователь импульса).

Для элемента обнаружения перемещения через ноль ток первичной обмотки трансформатора тока используем в качестве входного. Используем элемент импорта/экспорта из библиотечных элементов управления для подключения к схеме управления сигнала IBA.

Элемент «Button» (кнопка управления) используем, чтобы запустить заданную последовательность событий управления элементами выключателя и короткого замыкания. На Элемент «И» приходит сигнал нажатия кнопки и

сигнал при обнаружении перехода через ноль. Сигнал на выходе элемента «И» примет логическую единицу, если кнопка PB1 будет нажатой, а ток первичной обмотки трансформатора IBA будет проходит через ноль. Этот сигнал логической «1» поступит на R-S триггер, который переключится и будет держать сигнал «Q» в логической единице до того момента, когда придет сигнал сброса с кнопки «Reset». На два формирователя одиночных импульсов поступит сигнал с «Q-выхода» триггера, один из них используем для управления элементом короткого замыкания, а второй чтобы управлять выключателем.

Импульс «0→1» продолжительностью 0,1 секунда формируется формирователем одиночного импульса, который управляет элементом КЗ и срабатывает по положительному фронту. При помощи ползунка можно изменять ширину импульса продолжительности повреждения. «FLT» это сигнал управления коротким замыканием. С помощью элемента маркировки можно обозначать сигналы управления на схеме «Draft». В «RunTime» можно контролировать любой сигнал управления, идентифицируемый элементом маркировки провода.

По сигналу управления «FLT» срабатывает элемент. Необходимо сделать нижеперечисленное, чтобы назначить управляющий сигнал для элемента короткого замыкания:

- выбираем вкладку «A Phase—Ground Fault Branch Data» (управление КЗ на землю по фазе А;
- пройти к параметру «Asig» - «Signal Name to control fault» (наименование сигнала управляющего КЗ);
- в столбце значений «Value» ввести имя сигнала управления повреждением «FLT»;
- пройти к параметру «Abit» – «Active bit number in Asig to trigger fault» (бит, соответствующий протеканию КЗ);
- ввести значение логической единицы.

Именно так, по единичному состоянию «1» сигнала «FLT» будет вестись контроль повреждения в фазе А. Точно так же по сигналу «FLT» должно задаваться срабатывание для фаз В и С. Каждый раз при моделировании, когда сигнал «FLT» будет «1», формируется трехфазное короткое замыкание на землю. На схему управления выключателем приходит сигнал с «Q-выхода» R-S триггера. Задержка на отключение формируется при помощи срабатывания первого в схеме формирователя импульса, настроенного на срабатывание по положительному фронту и формирующего импульс «0→1» заданной продолжительностью 0,035 секунд. Второй формирователь импульса формирует импульс «1→0» длительностью 0,15 секунд, настроенный на срабатывание по отрицательному фронту. В данном случае выбираем переменную ширина импульсов, чтобы в «RunTime» ползунком можно было изменять время срабатывания выключателя. При помощи маркировки провода сигнал выключателя задается как «SWD1A». По сигналу управления «SWD1A» назначается на срабатывание элемент выключателя ЭЭС. Необходимо сделать нижеследующее, чтобы присвоить сигнал управления для элемента выключателя ЭЭС:

- выбрать вкладку «A Phase Breaker Data» (параметр выключателя по фазе А) в разделе параметров выключателя;
- пройти к параметру «Asig» - «Signal Name to control breaker» (имя сигнала, управляющего выключателем);
- ввести имя сигнала управления выключателем «SWD1A»;
- пройти к параметру «Abit» - бит, соответствующий «Active bit number in Asig to control breaker» (активное состояние выключателя);
- ввести значение «единицы».

Именно так, управление фазами А, В, С выключателя осуществляется по биту «1» сигналов «SWD1A», «SWD1B», «SWD1C». Отключение трехфазного выключателя происходит тогда, когда сигнал управления сбрасывается при помощи логического нуля.

Далее приведена конечная схема модели линии электропередачи

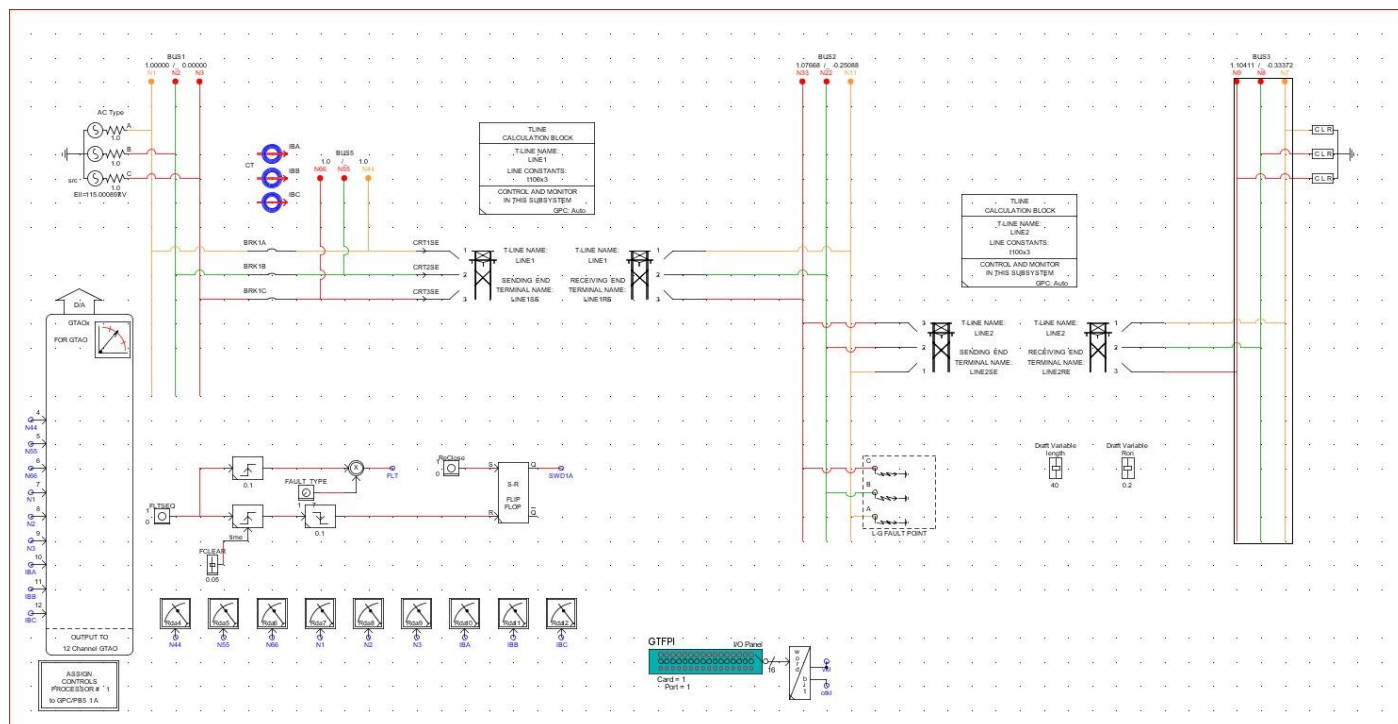


Рисунок 4.21 – схема модели линии электропередачи

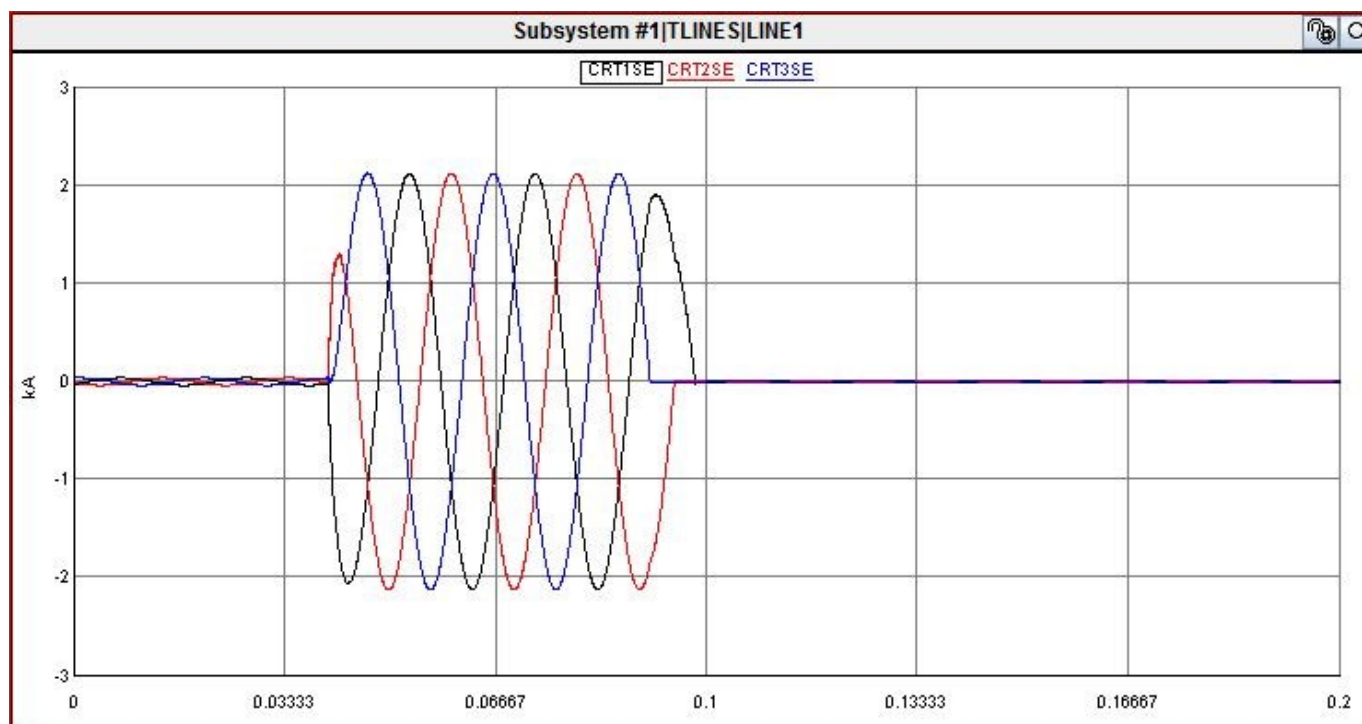


Рисунок 4.22 – Запуск исследуемого случая

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Цель работы: Экономическое планирование научно-технической работы «Реконструкция релейной защиты линии электропередачи 110 кВ подстанция Дружная – ТЭЦ-3 Новосибирской энергосистемы»

5.1 Анализ конкурентоспособности технического решения

Оценка коммерческой ценности работы является необходимым условием для поиска источников финансирования проведения научного исследования.

Для достижения цели проводятся следующие мероприятия:

- определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям;
- планирование научно-исследовательских работ;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

Для сравнения аналогов и выявления наиболее подходящего шкафа, с применением которого будет выполняться защита, составим оценочную карту, в которой произведем оценку ресурсоэффективности с использованием технических и экономических критериев шкафов типа ШЭ 2607, ЭПЗ 1643 и ПДЭ 2802.

Таблица 5.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Совокупность качеств		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
		ШЭ 2607	ЭПЗ 1643	ПДЭ 2802	ШЭ 2607	ЭПЗ 1643	ПДЭ 2802
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Удобство в эксплуатации	0,15	4	4	5	0,6	0,6	0,75
2. Помехоустойчивость	0,05	4	5	4	0,2	0,25	0,2
3. Энергоэкономичность, кВт/ч	0,05	4	3	3	0,2	0,15	0,15
4. Надежность, %	0,1	5	4	3	0,5	0,4	0,3
5. Уровень шума, Дб	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
6. Безопасность	0,1	5	4	5	0,5	0,4	0,5
7. Функциональная мощность, кВт	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
8. Качество интеллектуального интерфейса	0,05	4	4	3	0,2	0,2	0,15
9. Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена, млн.руб	0,1	2	3	3	0,2	0,3	0,3
2. Предполагаемый срок эксплуатации, лет	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
3. Наличие сертификации разработки	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
Итого	1	52	49	48	4,35	4,1	4,15

Итогом данного анализа, является неоспоримое превосходство шкафа типа ШЭ 2607 над рассматриваемыми аналогами. Таким образом при

проектировании защиты наиболее эффективным будет использование именно этого шкафа.

5.2 Планирование научно-технического исследования

Таблица 5.2 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работ	Исполнитель
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель проекта
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Выбор направления исследований	Руководитель проекта Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель проекта
Проведение теоретических расчетов и обоснований	5	Анализ исходных данных	Инженер
	6	Выбор и обоснование устанавливаемых защит	
	7	Расчет параметров релейной защиты	
	8	Анализ преимущества использования микропроцессорных устройств перед электромеханическими	
Контроль и координирование проекта	9	Контроль качества выполнения проекта и консультирование исполнителя	Руководитель проекта
Разработка технической документации и проектирование	1 0	Разработка блок-схемы, принципиальной схемы	Инженер
Оформление отчета по НИР	1 1	Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)	Инженер

5.2.1 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используем следующую формулу:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5} = \frac{3 * 2 + 2 * 4}{5} = 2.8 \text{ чел} - \text{дни}, \quad (5.1)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы человеко-дни;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяем продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитываем параллельность выполнения работ несколькими исполнителями

$$T_{p_i} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} = \frac{2.8}{1} = 2.8 \text{ дней}, \quad (5.2)$$

где T_{p_i} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни.

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

5.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

Коэффициент календарности определяем по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 52 - 14} = 1.22, \quad (5.3)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Для определения календарных дней выполнения работы необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} = 2,8 * 1,22 = 3,416 \text{ дней}, \quad (5.4)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого числа.

Все рассчитанные значения сводим в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительно сть работ в календарн ых днях T_{ki}	
	t_{min} , человеко- дни		t_{max} , человеко- дни		$t_{ож\dot{z}}$, человеко- дни					
	Руковод.	Инженер	Руковод	Инженер	Руковод.	Инженер	Руковод.	Инженер	Руковод.	Инженер
Составление и утверждение технического задания	2		4		2,8	0	2,8	0	3	0
Подбор и изучение материалов по теме		8		12	0	9,6	0	9,6	0	12
Выбор направления исследований	2	2	3	3	2,4	2,4	1,2	1,2	1	1
Календарное планирование работ по теме	1		2		1,4	0	1,4	0	2	0
Анализ исходных данных		5		8	0	6	0	6	0	7
Выбор и обоснование устанавливаемых защит		5		8	0	5	0	5	0	6
Расчет параметров релейной защиты		20		29	0	25	0	25	0	31
Анализ преимущества использования микропроцессорных устройств перед электромеханическими		4		6	0	4,8	0	4,8	0	6
Контроль качества выполнения проекта и консультация исполнителя	8		10		8,8	0	8,8	0	11	0
Разработка блок-схемы, принципиальной схемы		6		8	0	6,8	0	6,8	0	8
Составление пояснительной записки		7		10	0	8,2	0	8,2	0	10

№ работ	Вид работы	Исполнители	T_{ki} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ								
				Март			Апрель			Май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	3									
2	Подбор и изучение литературы по теме	Инженер	12									
3	Выбор направления исследований	Руководитель и инженер	1									
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель	2									
5	Анализ исходных данных	Инженер	7									
6	Предварительный выбор защит	Инженер	6									
7	Расчет уставок защит	Инженер	31									
8	Разработка блок-схемы, принципиальной схемы	Инженер	8									
9	Контроль качества выполнения проекта и консультация исполнителя	Руководитель	11									
10	Оценка эффективности полученных результатов	Инженер	6									
11	Составление пояснительной записки	Инженер	10									

 – руководитель

 – инженер

Рисунок 5.1 – График Ганта

5.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

5.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта:

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{расхi}, \quad (5.5)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

Π_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

Таблица 5.4 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _м), руб.
Бумага для принтера	упаковка	1	150	150
Бумага писчая	упаковка	1	100	100
Ручки, карандаши	штук	2	25	50
Степлер	штук	1	100	100
Мультифоры	штук	50	1	50
Скоросшиватели	штук	1	50	50
Картридж для принтера	штук	1	450	450
Диск для записи проекта	штук	1	50	50
Итого:				1 000

5.3.2 Расчет затрат на оборудование и программное обеспечение

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене. Расчет затрат по данной статье заносится в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Расчет бюджета затрат на приобретение программного обеспечения

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
1.	Программный комплекс АРМ СРЗА	1	681 400	681 400
2	Лицензия на программное обеспечение Microsoft Office	1	3 500	3 500
3	Персональный компьютер	1	25 000	25 000
4	Принтер	1	7 100	7 100
Итого:				717 000

В связи с длительностью использования, учитывается стоимость программного обеспечения с помощью амортизации:

$$A = \frac{\text{Стоимость} \cdot \text{Ндней.использования}}{\text{Срок.службы} \cdot 365} = \frac{717\,000 \cdot 67}{5 \cdot 365} = 26\,322,74 \quad (5.6)$$

5.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (5.7)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $З_{осн}$).

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p, \quad (5.8)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Месячный должностной оклад работника:

$$З_m = З_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (5.9)$$

где $З_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $З_{тс}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $З_{тс}$);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за

отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} \quad (5.10)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Таблица 5.6 – Расчёт основной заработной платы

	Руководитель	Инженер
Заработная плата по тарифной ставке, ($З_{\text{тс}}$), руб.	22000	8000
Премияльный коэффициент ($k_{\text{пр}}$)	0,3	
Коэффициент доплат и надбавок ($k_{\text{д}}$)	0,3	
Районный коэффициент ($k_{\text{р}}$)	1,3	
Месячная заработная плата ($З_{\text{м}}$), руб.	45760	16640
Среднедневная заработная плата работника ($З_{\text{дн}}$), руб.	1830,4	665,6
Продолжительность выполнения данного проекта($T_{\text{р}}$), раб. дни	14,2	66,6
Основная заработная плата начисленная за выполнения данного проекта($З_{\text{осн}}$), руб	25991,68	44328,96
Коэффициент дополнительной заработной платы ($k_{\text{доп}}$)	0,13	
Дополнительная заработная плата исполнителей, ($З_{\text{доп}}$), руб	3378,9	5762,76
Итого, руб	29370,58	50091,7

5.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (5.11)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2015 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2015 году вводится пониженная ставка – 27,1%¹.

Отчисления во внебюджетные фонды представим в табличной форме (табл 5.7).

Таблица 5.7 – Отчисления во внебюджетные фонды

	Руководитель	Инженер.
Основная заработная плата, руб.	25991,68	44328,96
Дополнительная заработная плата, руб.	3378,9	5762,76
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0.27	
Итого:	7930	13524,76

¹ Федеральный закон от 24.07.2009 №212-ФЗ «О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования»

5.3.5 Формирование бюджета затрат научно-технического исследования

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Для формирования итоговой величины затрат суммируются все ранее рассчитанные затраты по отдельным статьям как в отношении руководителя, так и инженера (дипломника). Определение бюджета затрат на научно-техническое исследование приведено в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Руб.
1. Материальные затраты НТИ	1000
2. Оплата труда: А) Основная заработная плата Б) Дополнительная заработная плата	70 328,64 9141,66
3. Отчисления во внебюджетные фонды	21454,76
4. Амортизация оборудования, используемого для проектирования	26 322,74
5. Бюджет затрат НТИ	128 247,8
6. Прибыль	42 321,77
7. Договорная цена	170 569,57

Договорная цена должна обеспечить получение прибыли, достаточной для отчисления средств в виде налогов и фиксированных платежей в специальные фонды и бюджеты разного уровня в соответствии с

утвержденными экономическими нормативами, а также для развития предприятия-разработчика (или кафедры и т.д.) и поощрения исполнителей.

Величина договорной цены должна устанавливаться с учетом эффективности, качества и сроков исполнения разработки на уровне, отвечающем экономическим интересам заказчика (потребителя) и исполнителя.

Если разработка носит прикладной характер, то договорная цена должна рассчитываться с учетом потенциального экономического эффекта у потребителя:

$$Ц_{\text{дог}} = C_{\text{еб}} * K_{\text{гy}} = 128\,247,8 * 1,33 = 170\,569,57 \quad (5.12)$$

5.3.6 Определение затрат на осуществление проекта Расчет затрат на оборудование и монтаж

Стоимость оборудования, монтажных работ (составляет 30% от стоимости оборудования). Данные для расчета взяты из проектного бюро.

Таблица 5.9 – Стоимость оборудования и монтажных работ

Наименование оборудования	Ед.изм	Кол- во	Сметная стоимость (тыс. руб.)	
			оборуд.	монтаж
Шкаф ДЗ линии 110кВ типа ШЭ 2607 016	шт.	1	2500	750

$$K_{\text{об}} + K_{\text{монт}} = 2500 + 750 = 3\,250 \text{ тыс. рублей} \quad (5.13)$$

Капиталовложения:

$$K_{\text{кап.}} = K_{\text{пр.}} + K_{\text{об}} + K_{\text{монт}} = 750 + 2500 + 750 = 4\,000 \text{ тыс. рублей} \quad (5.14)$$

Затраты на амортизацию находим из формулы:

$$A = N_{\text{ам}} \cdot C, \quad (5.15)$$

где $N_{\text{ам}}$ - норма амортизации:

$$N_{\text{ам}} = \frac{1}{T_{\text{сл}}} \quad (5.16)$$

$T_{\text{сл}}$ - срок службы оборудования (для микропроцессорных защит - 40 лет);

C - стоимость оборудования.

$$\text{Нам} = \frac{1}{T_{\text{сл}}} = \frac{1}{40} = 0,025\% \quad (5.17)$$

$$A = \text{Нам} \cdot C = 0,025 \cdot 2500 = 62,5 \text{ тыс. рублей} \quad (5.18)$$

В результате экономического планирования научно-технической работы «Реконструкция релейной защиты линии 110 кВ подстанция Дружная – ТЭЦ-3 Новосибирской энергосистемы» для выполнения защиты был выбран шкаф ШЭ 2607, составлен план и график необходимых работ, а также посчитаны основные экономические показатели с выводом общего бюджета затрат на выполнение работы, что составило 128 247 рублей и 80 копеек.

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Под социальной ответственностью понимается объективная необходимость отвечать за нарушение социальных норм. Она выражает характер взаимоотношений личности с обществом, государством, коллективом, другими социальными группами и образованиями - со всеми окружающими ее людьми. В основе социальной ответственности лежит общественная природа поведения человека.

Целями этого раздела являются выявление и анализ вредных и опасных факторов, имеющих место на объекте, в рассматриваемом случае – на электрической подстанции, и разработка мер по снижению воздействия этих факторов на персонал. При этом необходимо следовать правилам, нормам, инструкциям и прочим документам, закрепленным в нормативно-правовых актах.

В данном разделе объектом рассмотрения является зал релейной защиты на подстанции 110 кВ «Дружная» Новосибирской энергосистемы. Подстанция предназначена для приема, преобразования и распределения электрической энергии.

Установка шкафов производится в релейных залах. Релейный зал представляет собой закрытое помещение. Категория и класс данного помещения по взрывной и взрывопожарной опасности В4. В отношении опасности поражения электрическим током данное помещение относится к помещениям с повышенной опасностью.

Размещение, проектирование, строительство и эксплуатация объектов энергетики осуществляются в соответствии с требованиями статей 34 - 39 настоящего Федерального закона "Об охране окружающей среды".

6.1 Вредные производственные факторы

Эксплуатация электрических подстанций сопряжена с опасными и вредными производственными факторами.

К вредным производственным факторам подстанции относятся факторы, воздействие которых на персонал приводит к профессиональным заболеваниям:

- вредное воздействие микроклимата;
- электромагнитные излучения;
- повышенный шум;
- недостаточная освещенность.

6.1.1 Воздействие микроклимата

Микроклимат производственных помещений – климат внутренней среды этих помещений, который определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также интенсивности теплового излучения от нагретых поверхностей. Неблагоприятные значения микроклиматических показателей могут стать причиной снижения производственных показателей в работе, привести к таким заболеваниям работающих как различные формы простуды, радикулит, хронический бронхит, тонзиллит. Мероприятия по доведению микроклиматических показателей до нормативных значений включаются в комплексные планы предприятий по охране труда. Допустимые параметры микроклимата, согласно СанПиН 2.2.4.548-96, приведены в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений.

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, t°С	Относительная влажность воздуха, ф%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин t° _{опт}	Диапазон выше оптимальных величин t° _{опт}			Если t° < t° _{опт}	Если t° > t° _{опт}
Холодный	Іб	19,0 - 20,9	23,1 - 24,0	18,0 - 25,0	15 – 75	0,1	0,2
Теплый	Іб	20,0 - 21,9	24,1 - 28,0	19,0 - 29,0	15 - 75	0,1	0,3

В помещениях подстанции общая вентиляция выполняется при помощи нижних и верхних жалюзи или дефлекторов.

В соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 интенсивность теплового облучения рабочего персонала от нагретых поверхностей, технологического оборудования, осветительных приборов не должна превышать 35 Вт/м² при облучении 50% и более 70 Вт/м² величине облучения от 25 до 50% и 100 Вт/м² при облучении не более 25% поверхности тела.

6.1.2 Защита от электромагнитных излучений

Трансформаторы, линии электропередач, открытые распределительные устройства, коммутационные аппараты напряжением 110 кВ являются источниками электромагнитных полей (ЭМП) промышленной частоты 50 Гц.

Длительное воздействие таких полей выражается субъективными расстройствами в виде жалоб невротического характера, головной боли в височной и затылочной области, ощущения вялости, расстройства сна, ухудшения памяти, раздражительности, апатии, депрессии, боли в области сердца, а также функциональными нарушениями центральной нервной

системы и сердечно-сосудистой системы, в виде изменения состава периферической крови.

В соответствии с ГОСТ 12.1.002-84 - для персонала, обслуживающего электроустановки и находящиеся в зоне создаваемого ими ЭМП устанавливаются предельно допустимые уровни напряженности электрического поля частотой 50 Гц в зависимости от времени пребывания в ЭМП.

Если напряженность электрического поля на рабочих местах превышает 5 кВ/м, работы должны производиться в экранирующих комплектах. Экранирующая одежда является защитным устройством, защищающий персонал от всех видов воздействия электрического поля.

Таблица 6.2 – Гигиенические нормативы

Напряженность электрического поля, кВ/м	Допустимая продолжительность пребывания человека без средств защиты в течении суток в ЭМП, мин
До 5 включительно	Без ограничений
Свыше 5 до 10 включительно	180
Свыше 10 до 15 включительно	90
Свыше 15 до 20 включительно	10
Свыше 20 до 25 включительно	5

К мерам защиты от воздействия ЭМП и излучений относят:

- Организационные мероприятия, которые заключаются в выборе рациональных режимов работы оборудования;
- Инженерно-технические, направленные на ограничение поступления электромагнитной энергии на рабочее место;
- Применение индивидуальных средств защиты.

Источники электромагнитных полей экранируют с помощью отражающих или поглощающих экранов (стационарных или переносных). Отражающие экраны выполняют из металлических листов, сетки, ткани с микропроводом и др. Экран при этом заземляется.

6.1.3 Защита от шума

Одним из методов уменьшения воздействия шума на объектах энергетического производства является снижение или ослабление шума в его источниках – обмотках трансформаторов, вентиляторах и т.д. Ненормальный повышенный шум, создаваемый трансформаторами и электрическими машинами, часто бывает по причине неплотного стягивания пакетов стального сердечника. В качестве индивидуальных средств защиты от шума используют специальные наушники, вкладыши в ушную раковину, противошумные каски, защитное действие которых основано на изоляции и поглощении шума.

Таблица 6.3 – Допустимые уровни шума (ГОСТ 12.1.003-83)

Рабочие места	Уровни звукового давления (ДБ) в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровни звука и эквивалентные уровни звука, по дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
ТЦ	99	92	86	83	80	78	76	74	85

6.1.4 Освещение

Неудовлетворительное освещение может исказить информацию, кроме того, оно вызывает утомление всего организма в целом. Освещение должно обеспечивать выполнение работы без напряжения зрения. Применяют два вида освещения: естественное и искусственное. Для искусственного освещения применяют электрические люминесцентные лампы.

Освещение подразделяется на рабочее, аварийное и охранное. Рабочее освещение включает в себя общее стационарное, ремонтное и местное освещение. Охранное освещение предусматривается по периметру. Ремонтное освещение необходимо выполнять от понижающего трансформатора 12-42 В.

1. Недостаток естественного света.

Причиной данного фактора является малое количество окон и дверей в релейном зале. Недостаток или отсутствие естественного освещения в

помещение обуславливается тем, что в данном помещении не постоянно (не весь рабочий день) находятся работник.

На рабочих местах, где трудовая деятельность ведется в условиях отсутствия естественного освещения, необходимо проводить мероприятия, направленные на уменьшение уровня вредности условий труда.

В их число входят следующее:

- улучшение условий путем использования искусственного освещения;
- сокращение продолжительности пребывания работников в помещении без естественного освещения.

Расчет искусственного освещения

1. Выбор системы освещения:

Для производственных помещений всех назначений применяются системы общего (равномерного или локализованного) и комбинированного общего и местного) освещения. Выбор между равномерным и локализованным освещением проводится с учётом особенностей производственного процесса и размещения технологического оборудования.

Система комбинированного освещения применяется для производственных помещений, в которых выполняются точные зрительные работы. Применение одного местного освещения на рабочих местах не допускается.

В данном расчётном задании для всех помещений рассчитывается общее равномерное освещение.

2. Выбор источника света:

Источники света, применяемые для искусственного освещения, делят на две группы – газоразрядные лампы и лампы накаливания.

Для общего освещения, как правило, применяются газоразрядные лампы как энергетически более экономичные и обладающие большим сроком службы. Наиболее распространёнными являются люминесцентные лампы.

3. Выбор светильников и их размещение:

При выборе типа светильников следует учитывать светотехнические требования, экономические показатели, условия среды.

Наиболее распространёнными типами светильников для люминесцентных ламп, устанавливаемых в нормальных помещениях с хорошим отражением потолка и стен при умеренной влажности и запылённости, являются открытые двухламповые светильники типа ОД, ОДОР, ШОД, ОДО.

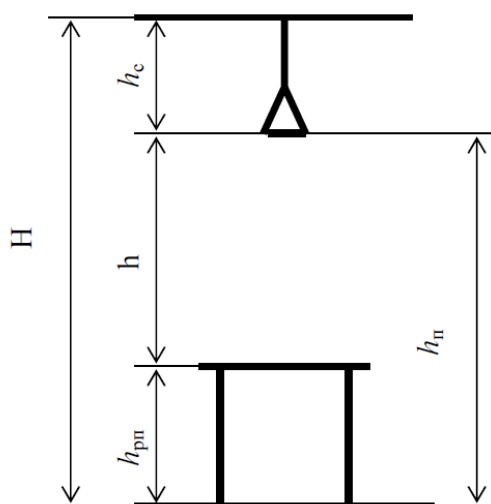


Рисунок 6.1 – Основные расчетные параметры

Размещение светильников в помещении определяется следующими параметрами, м (рис.1):

H – высота помещения, равная 5 метров;

h_c – расстояние светильников от перекрытия (свес), равное 0,5 метра;

$h_n = H - h_c$ – высота светильника над полом, высота подвеса, равная 4,5 метра;

h_{rp} – высота рабочей поверхности над полом, равная 1 метр;

$h = h_n - h_{rp}$ – расчётная высота, высота светильника над рабочей поверхностью, равная 3,5 метра.

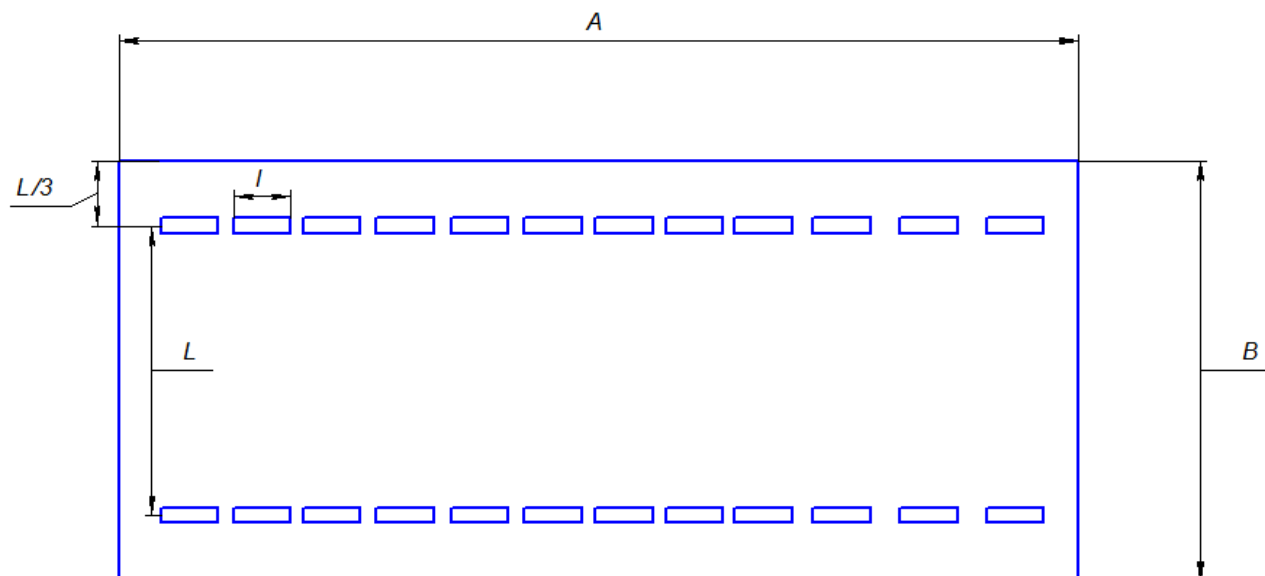


Рисунок 6.2 – Схема размещения светильников

A – длина помещения, равная 25,2 метров;

B – ширина помещения, равная 11 метров;

L – расстояние между соседними светильниками или рядами;

l – расстояние от крайних светильников или рядов до стены.

Оптимальное расстояние l от крайнего ряда светильников до стены рекомендуется принимать равным $L/3$.

Расстояние между светильниками определяется: $L = \lambda \cdot h$, где λ – интегральный критерий оптимальности размещения светильников и равен 1,4 для светильников типа ОД с мощностью 40 Вт (с длиной 1,23 метра). [4]

$$L = \lambda \cdot h = 1,4 \cdot 3,5 = 4,9 \text{ (м)},$$

$$L/3 = 4,9/3 = 1,7 \text{ (м)}.$$

Размещаем светильники в 2 ряда. В каждом ряду можно установить 15 светильников выбранного типа при этом разрыв между светильниками в ряду 50 см.

Учитывая, что в каждом светильнике установлено по 2 лампы, общее число ламп в помещении $N=60$.

4. Выбор нормируемой освещенности:

Релейный зал представляет собой помещение III разряда зрительной работы, со средним контрастом объекта с фоном и светлым фоном. Для данного типа номеруемый уровень освещенности составляет 200 лм. [4]

5. Расчет общего равномерного освещения:

Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен.

Световой поток лампы определяется по формуле:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{N \cdot \eta},$$

где

E_n – нормируемая минимальная освещённость по СНиП 23-05-95, лк;

S – площадь освещаемого помещения, м²;

K_z – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (источника света, светотехнической арматуры, стен и пр., т. е. отражающих поверхностей), наличие в атмосфере цеха дыма, пыли;

Z – коэффициент неравномерности освещения, отношение $E_{\text{ср}}/E_{\text{min}}$. Для люминесцентных ламп при расчётах берётся равным 1,1;

N – число ламп в помещении;

η – коэффициент использования светового потока.

Коэффициент использования светового потока показывает, какая часть светового потока ламп попадает на рабочую поверхность. Он зависит от индекса помещения i , типа светильника, высоты светильников над рабочей поверхностью h и коэффициентов отражения стен ρ_c и потолка ρ_n .

Индекс помещения определяется по формуле:

$$i = S / h(A + B) = 277,2 / 3,5 \cdot (25,2 + 11) = 2,19.$$

Коэффициенты отражения оцениваются субъективно.

Значения коэффициента использования светового потока η светильников для наиболее часто встречающихся сочетаний коэффициентов отражения и индексов помещения.

$$\eta = 0,6152. [4]$$

Рассчитываем световой поток:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{N \cdot \eta} = \frac{200 \cdot 277,2 \cdot 1,8 \cdot 1,1}{60 \cdot 0,6152} = 2973,86 \text{ лм},$$

Определяем потребный световой поток ламп в каждом из рядов [4]:
выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛБ 40 Вт с потоком 2800 лм.

Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} \cdot 100\% \leq +20\%,$$

$$-10\% \leq 6,2\% \leq +20\%.$$

Определяем электрическую мощность осветительной установки

$$P = 60 \cdot 40 = 2400 \text{ Вт}.$$

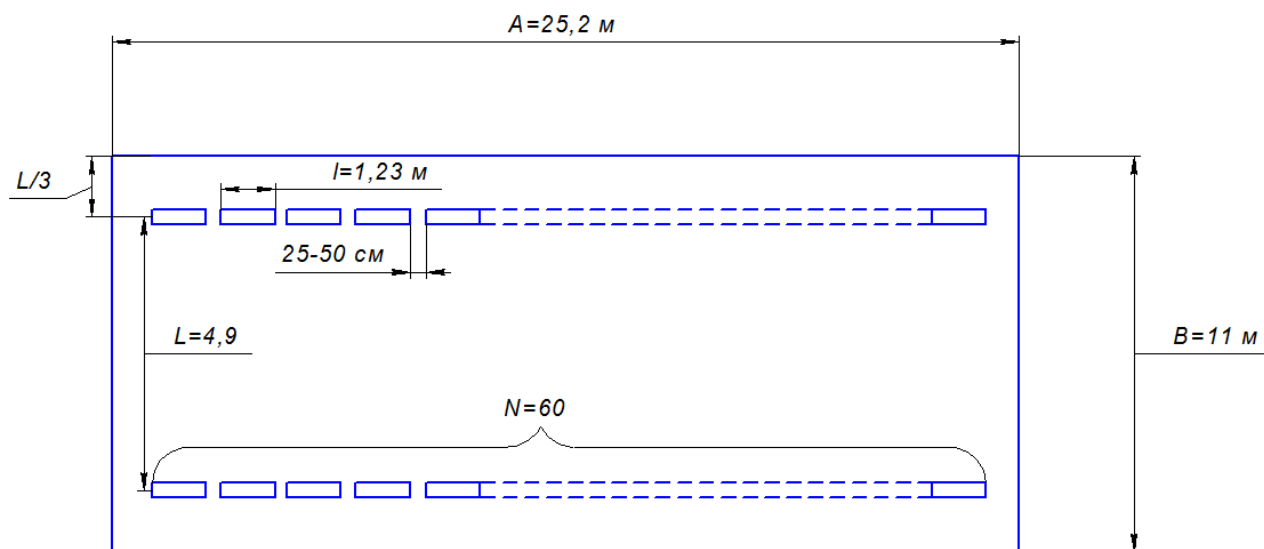


Рисунок 6.3 – План помещения и размещения светильников с люминесцентными лампами

2. Повышенная пульсация светового потока.

Из-за недостатка/отсутствия естественного освещения в помещении устанавливается достаточное количество ламп для обеспечения требований по

уровню освещенности. Наличие пульсаций освещённости вызвано исключительно источниками искусственного света. Основными источниками искусственного света являются различные осветительные приборы, которые могут быть построены на различных типах ламп. На данный момент времени, в основном, используются три типа ламп - лампы накаливания, люминесцентные лампы и светодиодные лампы или светильники.

Пульсация светового потока на глаз практически не воспринимается, так как частота пульсации превышает критическую частоту слияния мельканий, но неблагоприятно влияет на человека, вызывая повышенную утомляемость. Отрицательное воздействие пульсации возрастает с ее увеличением, появляется напряжение на глазах, усталость, трудность сосредоточения на сложной работе, головная боль.

В [4] указывается, что коэффициент пульсаций освещённости рабочей поверхности рабочего места не должны превышать 10% - 20% (в зависимости от степени напряжённости работы), при этом нормируются только те пульсации, частота которых ниже 300Гц.

Мероприятия по ограничению пульсаций светового потока.

Ограничение глубины пульсации освещенности может быть выполнено разными способами:

- подключение обычных светильников на разные фазы трехфазной сети (два или три осветительных прибора);
- питание двух ламп в светильнике со сдвигом (одна – отстающим током, другая опережающим), для чего в светильник устанавливают компенсирующие ПРА;
- использование светильников, где лампы работают от переменного тока частотой 400 Гц и выше.

Таблица 6.4 - Нормы освещенности открытых участков территории ПС

Место, площадка	Плоскость, в которой нормируется освещенность	Разряд и подразряд СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278 -03	Освещенность рабочей поверхности, лк
Помещения мастерских	горизонтальная	В-1	150
Шкафы и панели устройств РЗА	вертикальная	Е	150

6.2 Опасные производственные факторы

К опасным производственным факторам подстанции относятся факторы, воздействие которых на персонал приводят к травме:

- поражение человека электрическим током;
- пожар

6.2.1 Анализ опасности поражения электрическим током

Электрический ток, протекающий через тело человека, вызывает раздражение и поражение отдельных участков или всего тела. Электрический удар сопровождается появлением судорог, потерей сознания, прекращением или сильным ослаблением деятельности органов дыхания и кровообращения. При этом возможно исчезновение видимых признаков жизни и наступления так называемой мнимой смерти. Поражение человека электрическим током возможно при непосредственном соприкосновении его с частями электроустановок, которые нормально находятся под напряжением. Для предупреждения этого в электроустановках предусматривают специальные ограждение частей, нормально находящихся под напряжением, соблюдают определенную ширину проходов и т.д.

Поражение человека электрическим током так же возможно при непосредственном соприкосновении его с теми частями электроустановок, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под

напряжением при неисправности изоляции фазы. В этих случаях безопасность обеспечивается заземлением всех частей установки, нормально не находящихся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением при неисправности изоляции фазы.

Заземление выполняют путем присоединения соответствующих частей установки к заложённым в грунте электродам заземления, образующим так называемый заземлитель. Металлические проводники, соединяющие части установки с заземлителем, называются заземляющими проводами. Совокупность заземлителя и заземляющих проводов называют заземляющим устройством или заземлением.

В электроустановках напряжением выше 1000 В с большими токами замыкания на землю при всех замыканиях на землю срабатывает соответствующая релейная защита, отключающая поврежденную часть установки. Вследствие малой вероятности одновременного замыкания на землю и прикосновения персонала к частям установки, кратковременно оказавшимся под напряжением, равным U_3 , ПУЭ-85 не нормирует наибольшую допускаемую величину U_3 , но требует, чтобы в этих установках сопротивление заземления в любое время года не превышало 0,5 Ом.

При выполнении заземлений можно использовать естественные заземлители, каковыми являются проложенные в земле трубы (кроме трубопроводов горючих жидкостей и газов), металлические конструкции зданий и сооружений, имеющие соединения с землей и алюминиевые оболочки проложенных в земле кабелей.

Искусственные заземлители наиболее часто выполняют из вертикально забитых в грунт стальных труб и уголков длиной 2-3 м. Трубы применяют с внешним диаметром 35-50 мм, при толщине стенки не менее 4 мм. Забивают трубы и уголки в грунт так, чтобы верхний конец их располагался на 0,4-1,5 м ниже поверхности земли. Этим достигается меньшие колебания сопротивления заземления вследствие промерзания почвы зимой и уменьшения влажности летом. Сопротивление заземления одной трубы или

одного уголка обычно составляет 20-50 Ом. Забитые в грунт трубы или уголки соединяют между собой стальными полосами, которые прокладывают на глубине не менее 0,3 м и приваривают к верхним концам труб или уголков.

По условиям устойчивости против коррозии, заложенные в грунт стальные трубы должны иметь толщину стенок не менее 3,5 мм, а уголки, ленты и полосы не менее 4 мм. При устройстве заземлений необходимо стремиться к возможно более равномерному распределению потенциала на площади установки в целях уменьшения напряжения прикосновения и шага.

В процессе эксплуатации устройств РЗА персонал производит определенную работу в различных помещениях, которые согласно (ПУЭ-85 п. 1.1.13) классифицируются по степени опасности поражения людей электрическим током как помещения с повышенной опасностью. Требования, предъявляемые к таким помещениям следующие:

- все электрооборудование должно быть заземлено, для чего в этих помещениях должен быть смонтирован заземляющий контур;
- работу на электрооборудовании должны осуществлять специально обученный персонал с отметкой об этом в удостоверении.

При осмотре электроустановок разрешается открывать двери щитов, сборок, пультов управления. Осмотр электрооборудования, находящегося под напряжением, сопряжен с опасностью поражения электрическим током. Возникает это при случайном прикосновении к незаизолированным токоведущим частям или приближение к ним на расстояние, когда возможно перекрытие воздушного промежутка.

В электроустановках выше 1000В при осмотре не допускается входить в помещения, камеры, не оборудованные ограждениями или барьерами, препятствующими приближению к токоведущим частям на расстояние менее указанных в ПОТ РМ-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00. Так в ЭУ до 1кВ допустимое расстояние до токоведущих частей составляет 0,6 м; 1-35кВ – 0,6 м; 500кВ – 3,5 м.

При эксплуатации действующих электроустановок важную роль в обеспечении безопасности персонала играют электротехнические средства защиты и предохранительные приспособления. Все электрозащитные средства подразделяются на четыре группы: изолирующие, ограждающие, экранирующие, предохранительные.

В электроустановках напряжением выше 1000В к основным изолирующим средствам относятся: изолирующие штанги, изолирующие и измерительные клещи, указатели напряжения.

К дополнительным изолирующим средствам относятся диэлектрические перчатки, боты, ковры, изолирующие подставки.

К ограждающим электрозащитным средствам относятся временные переносные ограждения, переносные заземления и предупредительные плакаты.

Экранирующие средства – это индивидуальные экранирующие комплекты, переносимые экранирующие устройства и экранирующие тканевые изделия (зонты, плакаты).

К предохранительным средствам защиты относятся: защитные очки, специальные рукавицы, защитные каски, предохранительные монтерские пояса, страховочные канаты, монтерские когти, лестницы.

Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ в электроустановках:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевод на другое рабочее место, окончания работы.

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- установлено заземление (включены заземляющие ножи, а там где они отсутствуют, установлены переносные заземления);
- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

6.2.2 Пожарная безопасность

Основными причинами пожаров исследуемого объекта являются:

- причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);
- открытый огонь (сварочные работы, курение, искры от автотранспорта и омедненного инструмента);
- удар молнии;
- разряд зарядов статического электричества.

Выбор электрического оборудования для пожароопасных помещений, и наружных установок производится в зависимости от класса помещения по степени пожарной опасности согласно ПУЭ-85 гл.7.4.

6.3 Экологическая безопасность

Данный проект не представляет угрозы для экологии по ходу своей нормальной эксплуатации, кроме общих требований к утилизации металлических отходов, которые появятся только через десятки лет после

начала эксплуатации, которые, впоследствии, подлежат переработке. Утилизации подлежат демонтируемые электромеханические защиты, заменяемые на микропроцессорные.

В РФ правовые основы обращения с отходами производства и потребления в целях предотвращения вредного воздействия отходов производства и потребления на здоровье человека и окружающую среду регламентирует [14]. Согласно статье 13.1 [14] по обращению с ломом и отходами цветных и (или) черных металлов и их отчуждению: юридические лица и индивидуальные предприниматели могут осуществлять обращение с ломом и отходами цветных металлов и их отчуждение в случае, если имеются документы, подтверждающие их право собственности на указанные лом и отходы. Правила [15] устанавливают положения и требования к обращению с ломом и отходами цветных и черных металлов, нарушение которых влечет за собой ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации: наложение административного штрафа на граждан в размере от двух тысяч до двух тысяч пятисот рублей с конфискацией предметов административного правонарушения или без таковой; на должностных лиц – от четырех тысяч до пяти тысяч рублей с конфискацией предметов административного правонарушения или без таковой; на юридических лиц – от пятидесяти тысяч до ста тысяч рублей с конфискацией предметов административного правонарушения или без таковой.

Как показывает аварийная статистика, до 40% всех аварийных отключений на ВЛ вызвано растительностью, что отчасти объясняется плохим содержанием просек. Согласно ПУЭ [12], Ширина просек в насаждениях должна приниматься в зависимости от высоты насаждений с учетом их перспективного роста в течение 25 лет с момента ввода ВЛ в эксплуатацию и группы лесов.

В насаждениях с перспективной высотой пород до 4 м ширина просек принимается равной расстоянию между крайними проводами ВЛ плюс по 3 м в каждую сторону от крайних проводов.

6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее вероятным ЧС для релейного зала являются пожар. Чтобы повысить устойчивость к возникновению данной ЧС необходимо: производить инструктаж по технике безопасности при эксплуатации оборудования, противопожарный инструктаж, периодически проверять исправность оборудования, повышать прочность конструкций, устанавливать автоматические стационарные системы тушения пожаров, резервировать электро- и водоснабжение.

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров согласно ППБ 01-03.

К организационным мерам относятся мероприятия режимного характера, обучение и разработка планов эвакуации людей в случае пожара.

К техническим мерам относятся современные автоматические средства сигнализации, методы и устройства ограничения распространения огня, автоматические стационарные системы тушения пожаров, первичные средства пожаротушения, молниеотводы и отводы электростатических зарядов.

В пожароопасных помещениях, как правило, применяются машины закрытого типа, защита и аппаратура в пыленепроницаемом исполнении. Для предохранения почвы от загрязнений сбросами масла, при аварии автотрансформаторов, предусмотрено сооружение закрытых маслосточков закрытого маслоуловителя. Водоотвод с площадки предусматривается открытой системой за счёт естественного уклона в сторону понижения рельефа местности.

Для ведения надзора за соблюдением противопожарным режимом из числа инженерно-технического персонала должны быть назначены лица ответственные за пожарную безопасность.

При обнаружении возгораний или пожара оперативный персонал согласно регламенту:

1. Вызывает пожарную команду.
2. Оповещает руководство подстанции.
3. Производит необходимые отключения и заземления оборудования.
4. Встречает пожарную команду, производит инструктаж по ПТБ.
5. Выдает разрешение (допуск) на тушение пожара.
6. Выдает средства защиты (диэлектрические перчатки и боты).
7. Заземляет пожарную машину.

На путях эвакуации устанавливаются указатели и световые табло.

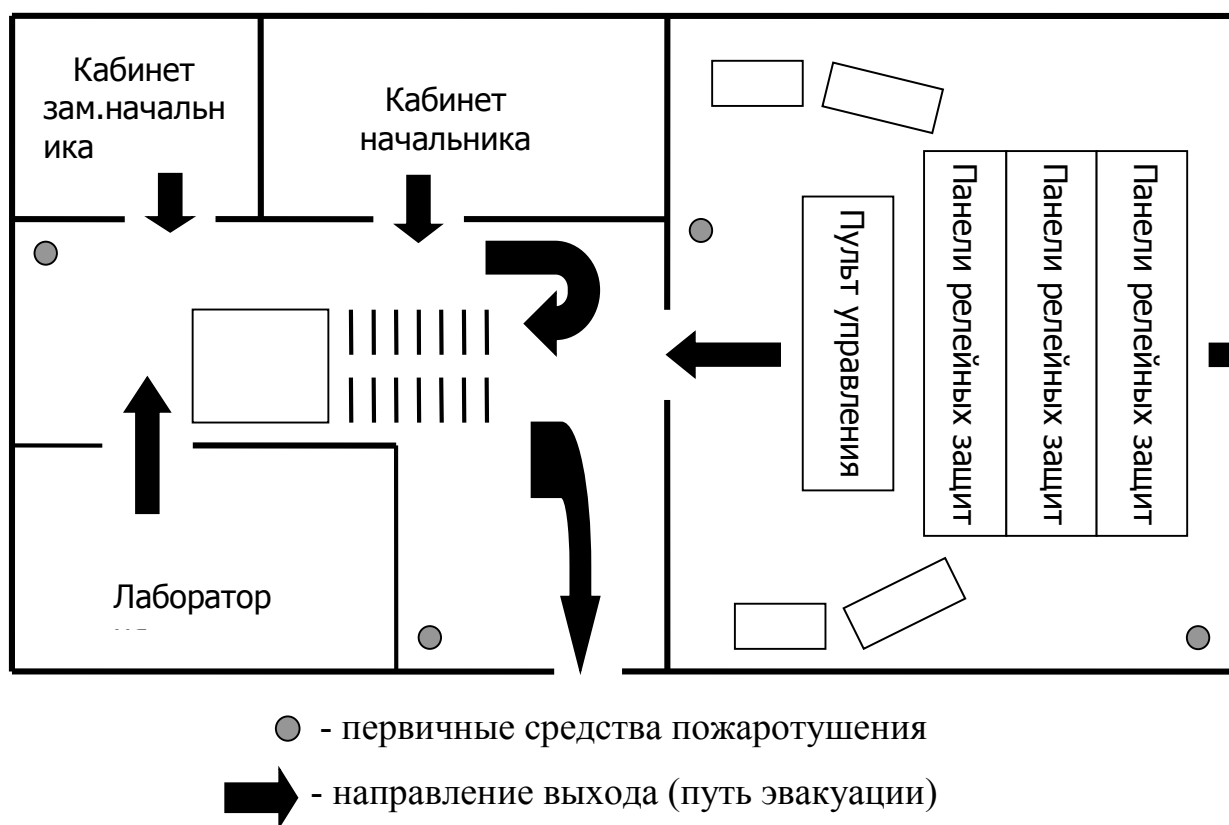


Рисунок 6.4 – Пример плана эвакуации персонала

Каждый случай пожара (возгорания) должен расследоваться в соответствии с «Инструкцией по расследованию и учету пожаров, происшедших на объектах энергетики» специально назначенной комиссией для установления причин, убытков, виновников возникновения пожара (возгорания) и разработки противопожарных мероприятий для других объектов.

6.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Межотраслевые правила утверждают, что рабочее место, его оборудование и оснащение, применяемые в соответствии с характером работы, должны обеспечивать безопасность, охрану здоровья и работоспособность работников.

Места постоянного пребывания работников необходимо предусматривать в наиболее гигиенически благоприятных зонах, для чего следует максимально, исходя из реальной производственной обстановки, удалять их от технологического оборудования, выделяющего вредные химические вещества. Размеры рабочего места и размещение его элементов должны обеспечивать выполнение рабочих операций в удобных рабочих позах и не затруднять движений работника.

Работники должны пройти инструктажи по охране труда, обучение по охране труда и проверку знаний требований охраны труда в соответствии с Порядком обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций, утв. постановлением Минтруда России [12].

Так же при работах по установке микропроцессорных защит запрещено использование труда лиц, не достигших 18 лет. Перечень тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда [10]: электромонтер по ремонту и обслуживанию электрооборудования, занятый ремонтом оборудования на высоте, электромонтер-линейщик по монтажу воздушных линий высокого напряжения и контактной сети, стропальщик, работник, занятый подъемом и перемещением тяжестей вручную. В соответствии с со Статьей 57 Трудового кодекса Российской Федерации, работнику полагаются компенсации за тяжелую работу и работу с вредными и (или) опасными условиями труда, если сотрудник принимается на работу в соответствующих условиях, с указанием характеристик условий труда на рабочем месте. По общему правилу, установленному ст. 146 ТК РФ, оплата труда в особых условиях должна производиться в повышенном размере. Статьей 147 ТК РФ конкретизированы данные положения и установлено, что оплата труда

работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и (или) опасными и иными особыми условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками, окладами (должностными окладами), установленными для различных видов работ с нормальными условиями труда, но не ниже размеров, установленных трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права.

Постановлением Правительства РФ №870 определены минимальные размеры такого повышения – не менее 4% тарифной ставки (оклада), предусмотренной для различных видов работ с нормальными условиями труда.

Согласно Трудовому кодексу Российской Федерации, работодатель обязуется уплачивать страховые взносы и другие обязательные платежи в порядке и размерах, которые определяются федеральными законами.

Взаимоотношения между работником и работодателем при несчастных случаях и заболеваниях на производстве регламентируются федеральным законом [13].

Согласно документу, обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний является видом социального страхования и предусматривает: обеспечение социальной защиты застрахованных и экономической заинтересованности субъектов страхования в снижении профессионального риска; возмещение вреда, причиненного жизни и здоровью застрахованного при исполнении им обязанностей по трудовому договору и в иных установленных настоящим Федеральным законом случаях, путем предоставления застрахованному в полном объеме всех необходимых видов обеспечения по страхованию, в том числе оплату расходов на медицинскую, социальную и профессиональную реабилитацию [13].

Основными принципами обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

являются [13]: гарантированность права застрахованных на обеспечение по страхованию; экономическая заинтересованность субъектов страхования в улучшении условий и повышении безопасности труда, снижении производственного травматизма и профессиональной заболеваемости; обязательность регистрации в качестве страхователей всех лиц, нанимающих (привлекающих к труду) работников, подлежащих обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний; обязательность уплаты страхователями страховых взносов; дифференцированность страховых тарифов в зависимости от класса профессионального риска.

Лица, подлежащие страхованию:

- физические лица, выполняющие работу на основании трудового договора, заключенного со страхователем;
- физические лица, осужденные к лишению свободы и привлекаемые к труду страхователем.
- Физические лица, выполняющие работу на основании гражданско-правового договора, предметом которого являются выполнение работ и (или) оказание услуг, договора авторского заказа, подлежат обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, если в соответствии с указанными договорами заказчик обязан уплачивать страховщику страховые взносы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был произведен выбор и расчет уставок двух комплектов защиты линии напряжением 110 кВ. При учете современных тенденций развития РЗА и руководящих указаний был произведен выбор состава и аппаратной реализации защиты.

Трехступенчатая дистанционная защита от междуфазных замыканий и четырехступенчатая токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю были выбраны в качестве основной защиты линии 110кВ. Токовая ступенчатая защита была выбрана в качестве резервной, которая включает в себя токовую отсечку мгновенного действия, токовую отсечку с выдержкой времени и максимальную токовую защиту. Данными защитами укомплектован шкаф ШЭ 2607 016.

Нормативным требованиям удовлетворяют все рассчитанные в диссертации уставки и коэффициенты чувствительности всех выбранных для установки защит.

При помощи данной работы стало возможным закрепление и приобретение практических навыков в проектировании релейной защиты на примере линии 110 кВ. Результаты расчетов могут быть использованы в качестве предварительного проекта реконструкции релейной защиты воздушной линии электропередачи напряжением 110кВ ПС Дружная – ТЭЦ-3 Новосибирской энергосистемы.

В данной диссертации была смоделирована линия 110 кВ ПС Дружная – ТЭЦ-3 Новосибирской энергосистемы в цифровом комплексе «RTDS». Кроме этого была реализована выдача физического сигнала на аналоговый выход и смоделирована схема управления коротким замыканием и выключателем. Однако, испытать терминалы релейной защиты с выбранными ранее в программе «АРМ СРЗА» уставками микропроцессорных защит не удалось, так как на последнем этапе работы у программного обеспечения лабораторного комплекса «RTDS» закончилась лицензия.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

16. Копьев В.Н. Релейная защита: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 160 с.
17. Правила устройств электроустановок. 7-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1985. – 640 с.
18. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: учебное пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
19. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учеб. Пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
20. Федосеев А.М., Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем: учебник для вузов. – 2-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
21. Руководящие указания по релейной защите. Дистанционная защита линий 35-330 кВ. Выпуск 7. М: «Энергия», 1966. – 172 с.
22. Шестакова В.В, Шмойлов А.В, Юдин С.М. Проектирование устройств релейной защиты и автоматики в ЭЭС. – Т: изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 50 с.
23. Руководящие указания по релейной защите. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110-500 кВ. Выпуск 12. М.: «Энергия», 1980. – 88 с.
24. Дони Н.А., Фурашов В.С. Руководство по эксплуатации шкафа автоматики управления выключателем и защиты линии типа ШЭ2607 016. НПП «ЭКРА».
25. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1987. – 644 с

Приложение А

Teil 7

Relaisschutz der Leitung 110 kV des Umspannwerks «Drushnaja» – «Heizkraftwerk-3» des Energiesystems Novosibirisk

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5B	Миньковский Владислав Валерьевич		

Консультант кафедры ЭЭС:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭЭС	Юдин С.М.	К.Т.Н.		

Консультант – лингвист кафедры иностранных языков:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры иностраннных языков	Костомаров П.И.	к.ф.н.		

Der Begriff Leitungsschutz als Objektschutz ist richtiger als die vielfach angewendete Bezeichnung Netzschutz. Zum Netz gehören Transformatoren, die das Netz begrenzen, auch Generatoren gehören zu einem Netz. Da aber hier der Schutz von Freileitungen und Kabeln behandelt wird, deren Oberbegriff Leitungen ist, ist der Begriff Leitungsschutz zutreffender. Beim Leitungsschutz steht primär besonders die Einhaltung der Selektivität oder vielmehr die Aufrechterhaltung der Versorgung im Vordergrund. Mögliche Schäden werden erst in zweiter Linie betrachtet. Der Beweis ist die Anwendung der AWE zur Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit. Der Leitungsschutz wirkt gleichzeitig als Reserveschutz für einspeisende Generatoren und als Sammelschienenenschutz.

1. Die Forderungen vorgelegt zum Relaischutz

Die Selektivität (die Selektivität)

Die Selektivität — die Eigenschaft des Relaischutzes, die die Fähigkeit an den Tag zu bringen gerade das beschädigte Element des elektroenergetischen Systems und abzuschalten dieses Element vom intakten Teil des elektroenergetischen Systems charakterisiert. Der Schutz kann die absolute oder relative Selektivität haben. Der Schutz mit der absoluten Selektivität gilt grundsätzlich nur bei den Beschädigungen in ihrer Zone. Der Schutz mit der relativen Selektivität kann bei den Beschädigungen nicht nur in, sondern auch in der benachbarten Zone gelten. Und die Selektivität der Abschaltung des beschädigten Elementes wird mit den zusätzlichen Mitteln (zum Beispiel, dem Extrakt der Ansprechzeit) dabei gewährleistet.

Die Schnelligkeit

Die Schnelligkeit ist eine Eigenschaft des Relaischutzes, die die Geschwindigkeit der Aufspürung und die Abteilungen vom elektroenergetischen System der beschädigten Elemente charakterisiert. Eine Kennziffer der Schnelligkeit ist die Ansprechzeit des Schutzes ist ein Intervall der Zeit vom Moment des Entstehens der Beschädigung bis zur Abteilung vom Netz des beschädigten Elementes.

Die Sensibilität

Die Sensibilität ist eine Eigenschaft, die die Fähigkeit des Relaischutzes an den Tag zu bringen die Beschädigungen Ende die für sie bestimmte Zone der Handlung im minimalen Regime der Arbeit des Energiesystems charakterisiert. Mit anderen Worten ist eine Fähigkeit, jene Arten der Beschädigungen und der anormalen Regimes zu fühlen, auf die sie, in beliebigen Zuständen der Arbeit des geschützten elektrischen Systems berechnet ist. Als die Kennziffer der Sensibilität tritt der Koeffizient der Sensibilität, der sich für den maximalen Schutz (reagierend auf das Anwachsen der kontrollierten Größe) wie die Beziehung der minimal möglichen Bedeutung des Signals, das der geprüften Beschädigung entspricht, zum auf dem Schutz bestimmten Parameter der Abnutzung auf.

Die Zuverlässigkeit

Die Zuverlässigkeit ist eine Eigenschaft, die die Fähigkeit des Relaischutzes zu gelten richtig charakterisiert und störungsfrei in allen Regimes des kontrollierten

Objektes bei allen Arten der Beschädigungen und der anormalen Regimes für die Handlung bei denen der vorliegende Schutz vorbestimmt ist, in den normalen Bedingungen, sowie bei solchen Beschädigungen und den Verstößen des normalen Regimes nicht zu gelten, bei denen die Handlung des vorliegenden Schutzes nicht vorgesehen ist. Von anderen Wörtern, die Zuverlässigkeit ist eine Eigenschaft des Relaisschutzes, die ihre Fähigkeit zu erfüllen die Funktionen in beliebigen Bedingungen des Betriebes charakterisiert. Die Hauptkennziffern der Zuverlässigkeit — die Zeit der störungsfreien Arbeit und die Ausfallrate (die Zahl der Absagen für die Zeiteinheit).

2. Die Hauptorgane des Relaisschutzes

Die Startorgane

Die Startorgane kontrollieren den Zustand und das Regime der Arbeit des geschützten Grundstücks der Kette ununterbrochen und reagieren auf das Entstehen der Kurzschlüsse und des Verstoßes des normalen Regimes der Arbeit. Es werden gewöhnlich mit Hilfe des Relais des Stromes, die Anstrengungen, der Macht erfüllt u.a.

Die Messorgane

Die Messorgane bestimmen die Stelle und den Charakter der Beschädigung und es fassen die Lösungen über die Notwendigkeit der Handlung des Schutzes. Die Messorgane werden mit Hilfe des Relais des Stromes, die Anstrengung auch erfüllt, die Mächte u.a. die Funktionen des Start- und Messorganes können in einem Organ vereinigt sein.

Der logische Teil

Der logische Teil ist ein Schema, das von den Startorganen gestartet wird und, die Handlungen der Messorgane analysierend, erzeugt die vorgesehenen Handlungen (die Abschaltung der Schalter, den Start anderer Einrichtungen, die Abgabe der Signale u.a.m.). Der logische Teil besteht hauptsächlich aus den Elementen der Zeit (den Schaltuhren), der logischen Elemente, der Zwischen- und hinweisenden Relais, der diskreten Eingänge und der Analogausgänge der Mikroprozessoreinrichtungen des Schutzes.

3. Leitungsschutzeinrichtungen

3.1. Einfluß des Netzes auf die Auswahl des Leitungsschutzes

Die Unterscheidung des Netzaufbaus in Strahlen- und Ringnetze sowie vermaschte Netze ist bereits im Abschn. 3.4. besprochen worden. Aber auch eine Unterscheidung in Stadt-, Land- und Verbundnetze ist gerade bei der Auswahl der Schutzeinrichtungen und später bei deren Einstellungen zu beachten.

Die in Städtetnetzen eingesetzten Kabel haben auf Grund der starken Konzentration der Verbraucher auf kleinem Raum relativ kurze Entfernungen zu überbrücken. Ihre Leitungsimpedanz setzt sich meist aus dem ohmschen Anteil als

aus dem induktiven Anteil zusammen. Die Fehlerhäufigkeit ist geringer als bei Freileitungen. Diese Behauptung basiert nicht auf der geringeren Ausdehnung der Kabelnetze, sondern auf dem Wegfall der Witterungseinflüsse, wie Sturm, Gewitter, Nebel und Eislasten. Ebenso spielt die Verschmutzung in Industriegebieten - auch im Zusammenwirken mit Witterungseinflüssen, z.B. Nebel - bei Freileitungen eine wesentliche Rolle. Dafür kommen bei Kabeln häufiger Muffenfehler und Beschädigungen bei Tiefbauarbeiten vor. Daher tritt der Doppelerdschluß im Kabelnetz häufiger auf als im Freileitungsnetz.

Die Gegenüberstellung des Kabels zur Freileitung kann die Meinung aufkommen lassen, daß auf Grund der Fehlerhäufigkeit auf den Schutz der Freileitungen mehr Wert gelegt wird. Bei der Auswahl der Schutzeinrichtungen für Leitungen wird bei Betriebsspannungen ab 110 kV zwischen Kabel und Freileitung kaum ein Unterschied gemacht. Netze niedrigerer Spannungsebenen lassen aber die Tendenz erkennen, daß ein Kabelnetz intensiver geschützt ist als ein Freileitungsnetz. Die entscheidende Rolle bei der Auswahl der Schutzeinrichtungen spielt aber die Wichtigkeit des Netzes oder der Leitung. Vom Schutz wird ein Höchstmaß an Sicherheit verlangt.

3.2. Auswahl der Schutzeinrichtungen

Der Einfluß der Netzgestaltung auf die Auswahl der Schutzeinrichtungen ist bereits im entsprechenden Standard, TGL 200-1041/02, zu erkennen. Über 110 kV gibt es festere Forderungen. Dabei ist die AWE nur den Freileitungen vorbehalten. Der Standard läßt den Vergleichsschutz nur zusätzlich zu. Das ist unbedingt richtig, wird doch großer Wert auf den Reserveschutz gelegt. Unerklärlich scheint dagegen die Möglichkeit, bei Leitungen bis 110 kV für den unabhängigen Überstromzeitschutz Einkernstromwandler einsetzen zu können. Sicher sind diese Leitungen von untergeordneter Bedeutung. Andererseits werden aber tatsächliche Überstromzahlen gefordert, die dem Verwendungszweck der Stromwandler-Sekundärwicklungen entsprechen. Einkernstromwandler sind nur für Messung und unabhängigen Überstromschutz zulässig.

3.2.1. Überstromschutz

Der Überstromschutz ist normalerweise nur in Strahlennetzen einzusetzen. Aber auch in vermaschten Netzen gibt es zuweilen Netzausläufer mit eindeutiger Richtung der Kurzschlußleistung, so daß hier auch ein Überstromschutz ausreichend ist. Die Anregung ist in allen drei Leitern vorzusehen. In weniger wichtigen Netzen, eventuell in Industrienetzen mit nicht wirksamer Sternpunktterdung, ist eine Anregung in nur zwei Leitern möglich, wird aber nicht empfohlen. Ein zusätzlicher Vergleichsschutz ist für wichtige Leitungen möglich.

Die Zeiteinstellung ist gemäß dem Schutzrelaisplan und/oder dem Staffelplan vorzunehmen. Die dort angegebenen Kommandozeiten sind wegen der thermischen Belastung der Leitung im Kurzschlußfall unbedingt einzuhalten. Die thermische Belastung ist immer zeitabhängig. Eine trotzdem notwendige Verlängerung der

Kommandozeit ist mit der Kurzschlußberechnung des Anlagen- oder Netzteils zu vergleichen. Die thermische Kurzschlußfestigkeit muß durch die Kommandozeit immer gewährleistet sein. Bei besonderen Problemen ist der Abschn. 2.4. noch einmal zu beachten. Die kleinste Staffelzeit soll für den Sekundärschutz 0,3 s sein. Bei Verwendung eines Primärschutzes sind z. T. größere Staffelzeiten notwendig. Besonders für Primärauslöser wird auf Grund hoher Streuzeiten eine Staffelzeit von 0,5 s vorgeschlagen.

Die Einstellung der Überstromanregeglieder, nicht nur für den Überstromschutz, sondern auch für den Richtungs- und Distanzschutz, ist abhängig von der Belastbarkeit der zu schützenden Leitung. Für Kabel gibt es eine Vielzahl von Belastungsminderungen durch Legungsart, Legungstiefe, Abdeckung oder Parallelführung mit anderen Kabeln. Für die Einstellung der Anregeglieder kann das allgemein unberücksichtigt bleiben. Der Leitungsschutz hat erstens nicht die Aufgabe des Überlastschutzes, zweitens dürfen kurzzeitige Überlastungen oder Einschaltstromstöße die Schutzeinrichtungen nicht auslösen. Aus diesen Gründen hat sich in der Praxis eine Einstellung der Überstromanregung auf 120% des maximalen Belastungsstroms durchgesetzt. Der errechnete Wert wird auf volle Zehntel aufgerundet. Bei bestimmten Situationen ist auch eine höhere Einstellung nötig und möglich. Der Betreiber muß dabei jedoch die toaxii malen Leitertemperaturen beachten. Überlastung und schnelle Alterung stehen besonders bei Kabeln in direktem Zusammenhang. Die vorgenannte 120-%-Einstellung berücksichtigt auch das ungünstige Rückgangsverhältnis der Anregeglieder.

Die vorgenannte Einstellung ist natürlich ein besserer Überlastungsschutz. Die Stromeinstellung I_a der Anregeglieder des Überstromschutzes erfolgt nach Gl.,

$$I_a = i_{\max} \cdot K_{Si}$$

Als $i_{\max}$ wird der Wert der nachfolgenden Station eingesetzt, so daß Fehler in und hinter dieser Station nicht zur Anregung führen.

3.2.2. Überstromrichtungsschutz

Es wurde an anderer Stelle bereits bewiesen, daß ein Richtungsschutz nur bei einseitiger Speisung selektiv arbeiten kann. Ringnetze mit zweiseitiger Speisung erhalten daher besser Distanzschutz, oder es werden zusätzliche Auslösungen in Kauf genommen. Die Stromeinstellung des Überstromrichtungsschutzes entspricht im wesentlichen dem Überstromschutz. Die Auslöserichtung wirkt immer zu dem zu schützenden Objekt hin.

Bei der Auswahl eines Überstromrichtungsrelais muß bereits der Verwendungszweck, d. h. das zu schützende Objekt, bekannt sein. Das Richtungsglied im Schutzrelais soll bekanntlich seine größte Richtungsempfindlichkeit während des Auftretens eines Kurzschlusses haben. Deswegen ist der Kurzschlußwinkel der zu schützenden Leitung bei der Auswahl des Überstromrichtungsrelais zu berücksichtigen. Kurz Schluß winkel sind nur

abhängig vom ohmschen oder induktiven Widerstand der Leitung. Diese Widerstände unterscheiden sich aber stark durch die verschiedenen Spannungsebenen und die verschiedenen Arten der Kabel und Freileitungen. Der Kurzschlußwinkel von Kabeln hat etwa einen Bereich von 10 bis 40°, während bei Freileitungen mit einem Bereich von 30 bis 85° zu rechnen ist. Verschiedene Relaisarten sind für zwei verschiedene Kurzschlußwinkel, z.B. 30 und 60°, ausgelegt, so daß der Einsatz für Kabel und Freileitungen wahlweise möglich ist. Auf keinen Fall kann daraus aber gefolgert werden, daß die eine oder andere Winkeleinstellung direkt dem Kabel oder der Freileitung zuzuordnen ist.

Transformatoren in Stern-Dreieck-Schaltung verfälschen die Richtungsangabe, wenn die Meßgrößenzuführung nicht besonders beachtet wird. Nur eine 90°-Meßgrößenzuführung garantiert in vielen Fällen einen richtigen Entscheid.

3.2.3. Distanzschutz

Der Distanzschutz wird in erster Linie in vermaschten Netzen angewendet. Aber auch Ringnetze mit zwei Einspeisungen oder mit einer nicht den Speisepunkt berührenden Querverbindung können nur mit Distanzrelais selektiv arbeiten. Es sind Anwendungsfälle bekannt, wo in Strahlen- und Ringnetzen zur Einhaltung der Kurzschlußfestigkeit kurze Kommandozeiten gefordert werden und die Anwendung eines Überstromschnellschutzes nicht möglich ist. Durch die kleinste, am Relais einstellbare Impedanz sind dem Distanzschutz für Leitungen auch Grenzen gesetzt. Besonders in solchen Fällen sind scheinbare Impedanzabweichungen durch den Schaltzustand des Netzes zu beachten. Die sekundäre Einstellimpedanz Z_s wird aus der primären Leitungsimpedanz Z_p errechnet, wobei in Gl.(3.1) gleich die Schleifenimpedanzen verwendet werden:

$$Z_s = Z_p \cdot \frac{I_p}{I_s} \cdot \frac{U_s}{U_p} \quad (3.1)$$

I_p – Primärnennstrom des Stromwandlers in A

I_s – Sekundärnennstrom des Stromwandlers in A

U_p – Primärnennspannung des Spannungswandlers in V

U_s – Sekundärnennspannung des Spannungswandlers in V

Die minimale Einstellimpedanz Z_{smin} und die Einstellung der ersten Impedanzstufe auf allgemein 85% der Leitungsstrecke bestimmen auch die Mindestlänge l_{min} der Leitung für die Anwendbarkeit des Distanzrelais. Ausgangspunkt ist die kilometrische Primärimpedanz der Leitung, für die der Schutz ausgewählt wird. Außer der kilometrischen Primärimpedanz Z_{km} muß auch noch ein Faktor K beachtet werden, der unter Berücksichtigung der o. a. 85-%-Einstellung den Wert 17 für Sekundärwerte 100 V, 5 A, 85 für Sekundärwerte 100 V, 1 A bzw. 340 für 400 V, 1 A erhält.

$$l_{min} = \frac{Z_{smin} \cdot U_p}{K \cdot I_p \cdot Z_{km}} \quad (3.2)$$

Bei zu kleinen Sekundärimpedanzen kann, wie aus Gl. (3.2) abzuleiten ist, die Erhöhung der Übersetzung der Stromwandler eine Verbesserung bringen. Dabei werden aber die Anregebedingungen und die Arbeitsbedingungen des Richtungsgliedes bei kleinen Kurzschlußströmen verschlechtert.

3.3. Widerstände der Leitungen und Transformatoren

Im Wechselströmkreis gelten die Beziehungen

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} = R + jX \quad (3.3)$$

R – Resistanz (ohmscher Widerstand)

X – Reaktanz (Blindwiderstand)

Z – Impedanz (Scheinwiderstand)

Für Staffellungen der zweiten und dritten Impedanzstufe ist oft die Kenntnis der Impedanz von Transformatoren notwendig. Da hier die ohmschen Widerstände gegenüber den induktiven Blindwiderständen sehr klein sind, kann als Impedanz durchaus die Reaktanz eingesetzt werden.

Dabei ist die Nennspannung U_n auf die Seite des Transformators bezogen, auf die das Relais einzustellen ist. Durch Änderung der Nennspannung und der Kurzschlußspannung bei Transformatoren mit Stufenschalter ist die Impedanzmessung über Transformatoren hinweg ungenau. Bei Transformatoren mit drei Leistungswicklungen sind jeweils die beiden Wicklungen interessant, die für die Widerstandsstaffelung in Frage kommen. Dabei sind die unterschiedlichen Kurzschlußspannungen der verschiedenen Übersetzungen zu beachten. Unbeachtet bleiben dabei Ausgleichswicklungen. Ist eine der Wicklungen leistungsgemindert, so muß dieser Wert eingesetzt werden.

Die Schaltung von Dreiwicklungstransformatoren im betrachteten Netz kann ergeben, daß im Fehlerfall zwei Spannungsebenen auf eine dritte, fehlerbehaftete Spannungsebene speisen.

Die Reaktanz ist also vom Nennspannungsabfall der Drossel, in Prozent zu setzen ist, abhängig. Die Nennspannung U_n der Drosselspule ist auch dann einzusetzen, wenn die Betriebsspannung kleiner als die Nennspannung ist. Die eben behandelten elektrischen Kenndaten für den Distanzschutz können auch durch Messungen ermittelt werden. Für Netze mit freiem oder induktiv geerdetem Stempunkt ist das nicht notwendig, weil die Fehlerströme trotz Erdberührung doch meist in den Leitern zum Fließen kommen. Tafelwerte sind daher recht praxisnah. In Netzen mit wirksam geerdetem Sternpunkt sind in erster Linie Erdfehler zu erwarten, der einpolige Kurzschluß ist der Hauptfehler, so daß Erdreich und Erdseile die technischen Tafelwerte direkt beeinflussen und verändern. Besonders bei Doppel- und Mehrfachleitungen sind zusätzliche Messungen notwendig. Aus bereits genannten Gründen werden die Messungen der Mit- und Nullimpedanz nur mit Niederspannung beschrieben. Messungen mit Hochspannung sind nach zwar

genauer, aber auch bedeutend aufwendiger. Für die Messung selbst sind Präzisionsmeßgeräte für Strom- und Spannungsmessung und ein Vektormesser zur Winkelmessung erforderlich. Zur Messung der Mitimpedanz, hier gleich der Leiterimpedanz, wird die Leitung am Ende dreipolig ohne Erdung kurzgeschlossen. Am Anfang der Leitung wird über einen Regeltransformator eine Spannung angeschlossen, die einen hohen, dem Nennstrom der Leitung maximal angenäherten Strom erzeugt.

Die Messung elektrischer Kenndaten von Hochspannungsleitungen, d. h. Freileitungen und Kabel ab 110 kV, wird in TGL 190-242 für die Erstinbetriebnahme bzw. ab 220 kV bei Änderungen gefordert. Als Meßumfang gilt die Bestimmung folgender Keimdaten :

- Ladestrom
- Mitimpedanz eines Systems
- Nullimpedanz eines Systems
- verkürzte Nullimpedanz gegenseitige Nullimpedanz
- Leiter-Erde-Impedanz.

Meßschaltungen sind in TGL 190-242/01 festgelegt, wobei auch Überspannungsableiter zur Sicherheit des Meßverfahrens eingeschaltet sind. Vorbereitung und Durchführung der Impedanzmessungen folgen einem abgestimmten Meßprogramm. Dieses muß nach TGL 190-242/02 Angaben über Leitungen, deren Impedanz zu messen ist, Meßort, Verantwortlichkeit, Termine und sicherheitstechnische Maßnahmen enthalten.

Die Auswertung der Impedanzmessungen sieht danach die Ermittlung von

- Impedanz nach Betrag und Winkel
- Erdfaktor
- Erdfaktor bei beiderseits geerdetem Parallelsystem
- Gegeninduktionsfaktor

In TGL 190-242/03 sind nicht nur die notwendigen Berechnungen angegeben, sondern auch Vergleichsrechnungen zum Beweis der Richtigkeit der durchgeführten Messungen.

3.4. Aufstellen und Besonderheiten des Staffelplans

Für Netze mit Distanzschutz müssen Staffelpläne vorhanden sein. Die Arbeit hiermit gehört zum Aufgabenbereich eines Fachingenieurs, der sich mit der Relaischutztechnik zu befassen hat. Aufbauend auf den im Abschn. gegebenen allgemeinen Hinweisen, werden spezielle Sonderfälle für das Aufstellen eines Staffelplans behandelt. Die Aneinanderreihung der Impedanzwerte im Staffelplan ist nicht ganz richtig, da nur Werte mit gleichen Kurzschlußwinkeln addiert werden können. Doch sind die daraus resultierenden Fehler nicht groß und können vernachlässigt werden. Sie gehen geringfügig als Minusfehler ein, d. h., der tatsächliche Schutzbereich der betrachteten Impedanzstufe ist gegenüber dem errechneten Wert kleiner. Als Leitungswinkel gilt der Winkel der Freileitung bei

Reihenschaltung mit einem Kabel. Widerstandsstaffelungen über Transformatoren hinweg müssen immer auf eine Spannungsebene bezogen sein.

Das Prinzip des Reserveschutzes ist bei Reihenschaltung von Einfachleitungen ohne Schwierigkeit zu erfüllen. Doppelleitungen oder Reihenschaltungen von Einfach- und Doppelleitungen bedürfen einer besonderen Betrachtung zur Einhaltung der Selektivität, besonders nach planmäßiger oder störungsbedingter Ausschaltung einer zur Doppelleitung gehörenden Leitung. Der Kurzschluß K auf der Leitung $B-C2$ garantiert die selektive Auslösung der zur Leitung gehörenden Schutzrelais $B3$ und $C3$. Es muß nun aber darauf geachtet werden, daß die Relais $A1$ oder $B2$ nicht zusätzlich auslösen bzw. daß beim Versagen von Relais $C3$ der Reserveschutz erst vom Relais $B2$ und später von $A1$ übernommen wird. Im Extremfall kann ein Fehler kurz hinter der Station B auftreten. Die Anregung der Relais $C3$ und $B2$ erfolgt auf Grund der Stromverteilung erst nach Auslösung von Relais $B3$. Die Entfernungsmessung vom Relais $A1$ ist immer von der Lage des Fehlers auf der Doppelleitung abhängig. Im Gegensatz hierzu wird ein Fehler in der Station D für die Relais $B2$ und $B3$ wegen der Fehlerstromaufteilung auf der Doppelleitung eine scheinbare Verdoppelung der Impedanz Z_4 für die Leitung bedeuten. Die Überschneidung der Kennlinien $A1$ und $B2/B3$ im dritten Leitungsabschnitt bestimmt auch die Einstellbedingungen der Distanzrelais für Doppelleitungen.

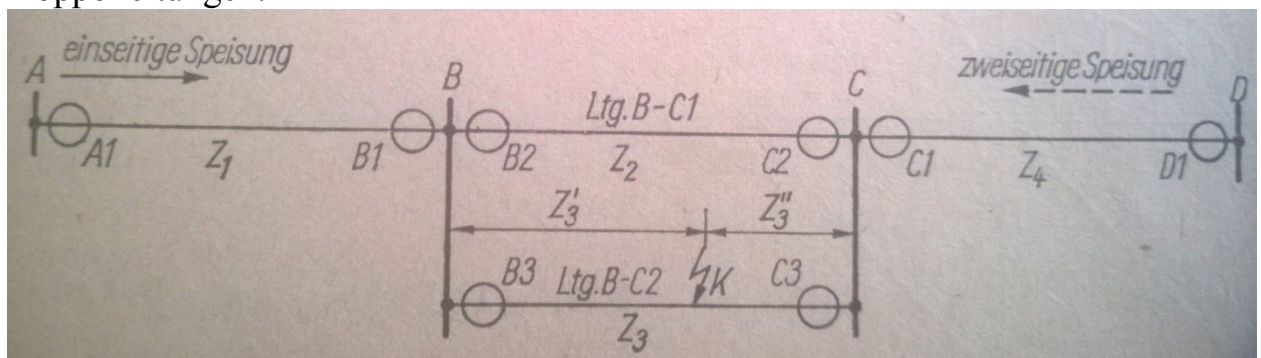


Bild 3.1 – Reihenschaltung von Leitungen mit einseitiger Speisung

3.5. Einsatzgrenzen des Distanzschutzes

Dem Einsatz des Distanzschutzes sind technisch bedingte Grenzen gesetzt. Die bestehen in einer Mindestlänge der zu schützenden Leitung und in der maximalen Leitungslänge. Sie ist abhängig von

- der minimalen Einstellimpedanz (Grundimpedanz) des verwendeten Schutzrelais
- der Art der Leitung, d. h. der kilometrischen Primärimpedanz
- dem Übersetzungsverhältnis der Stromwandler.

Durch die Veränderung des Übersetzungsverhältnisses der Stromwandler ist scheinbar eine Verkürzung der Mindestlängen möglich.

Die maximale Leitungslänge wird eigentlich durch die maximal meßbare primäre Leitungsimpedanz bestimmt, die nie größer sein darf als die minimale 'Betriebsimpedanz'. Tatsächlich bestimmt jedoch der Ansprechwert der Überstromanregung die Reichweite. Die Unterimpedanzanregung ist hierzu als

Ergänzung der Anregebedingungen zu sehen. Ausführlich behandelt diese Thematik.

3.6.Distanzschutzeinrichtungen in vereinfachten Umspannwerken

Ein vereinfachtes 110-kV-Umspannwerk (VUW) ist ein Umspannwerk ohne Sammelschiene mit maximal zwei Transformatoren bis 63,5 MVA und zwei Freileitungsabgängen ohne Erweiterungsmöglichkeit für die Schaltfelder, Durch eine Querverbindung mit Leistungsschalter entsteht die als sogenannte H-Schaltung bekannte Primärschaltung. Vereinfachte Umspannwerke sind speziell für die Einspeisung des Mittelspannungsnetzes gedacht. Die geringeren Baukosten gegenüber dem normalen Umspannwerk beruhen auf dem Fortfall einiger sonst notwendiger Schaltgeräte, Meßwandler und weiterer Materialien.

In vereinfachten Umspannwerken werden die im Leitungsabgang fehlenden, aber für den Distanzschutz der Leitung notwendigen Stromwandler durch eine entsprechende Summierung der Sekundärströme aus den Stromwandlern der Kupplung und des Transformatorabgangs ersetzt. Bei der Auswahl und Schaltung des Summenwandlers sind aber die unterschiedlichen Übersetzungsverhältnisse der beiden Hauptwandlergruppen und deren Stromrichtungen zu beachten, da die Ströme in Richtung zur Leitung zu summieren sind. Die Summenwandler müssen aber unbedingt den Übersetzungsverhältnissen der Hauptwandler angepaßt sein.

Der Distanzschutz ist richtungsabhängig zur Leitung geschaltet. Hier soll er distanzgetreu den Fehler einmessen. Ein Kurzschluß wird ebenfalls richtig eingemessen, soll aber erst in der Endzeit eine Auslösung bewirken, wenn alle anderen für den Hauptschutz verantwortlichen Schutzeinrichtungen versagt haben. Dies gilt jedoch nicht uneingeschränkt. Das Netz hinter dem Transformator verhält sich im Fehlerfall passiv, d. h., ein Fehlerstrom fließt nicht über den Transformator. Aber auch hier ist wiederum zu beachten, daß Motoren an der Lieferung der Kurzschlußleistung fast ebenso beteiligt sind wie Generatoren. Die Ehdzeit, als zusätzlicher Beserveschutz, vermindert aber diesen negativen Einfluß auf die distanzgetreue Messung.

Der Kurzschlußstrom wird zwar in den Wandlern so summiert, daß der Fehlerstrom in der Leitung erfaßt wird. Doch diese Messung ist sehr fehlerbehaftet durch die Sättigung der Hauptwandler und der angeschalteten Primärwicklung des Summenwandlers. Eine Anregung des Distanzrelais ist nahezu unmöglich. Offenbar legt man auch keinen Wert darauf, liegt doch dieser Fehler im Differentialschutzbereich des Transformators. Der Differentialschutz ist auch schneller als der Distanzschutz und wird bereits bei wesentlich kleineren Fehlerströmen angeregt. Der für den Leitungsabgang eingesparte Leistungsschalter wird, ähnlich wie bei den Stromwandlern, durch die Leistungsschalter der Kupplung und des Transformators ersetzt. Entscheidet sich der Distanzschutz der Leitung für eine Auslösung, müssen beide o. a. Leistungsschalter ausgelöst werden. Für eine automatische Wiedereinschaltung (AWE) wird im allgemeinen nur der Kuppelleistungsschalter verwendet, da von der Unterspannungsseite des

Transformators eine Speisung des Lichtbogens kaum möglich ist. Eine nähere Untersuchung ist dort anzustellen, wo das angeschlossene Mittelspannungsnetz in der Mehrzahl große Antriebsmotoren zu versorgen hat.

3.7. Selektive Erdschlußfassung

Die in den Netzen allgemein geforderte Erdschlußüberwachung mit Hilfe von Spannungsrelais, die an die Hilfswicklungen der einpolig isolierten Spannungswandler angeschlossen werden, ist unselektiv und kann nur mit erheblichem Aufwand an Schalt- handlungen zur Fehlerortung verwendet werden. Erdschlußrelais dieser Art sind bereits behandelt worden.

In Netzen mit freiem oder induktiv geerdetem Sternpunkt bringt die Spannungsverlagerung beim Auftreten eines Erdschlusses die Gefahr des Doppelerdschlusses mit sich. Durch eine selektive Erdschlußfassung soll die Möglichkeit der gewollten Ausschaltung der erdschlußbehafteten Leitung erreicht werden. Für die operative Steuerung eines Netzes sind damit wesentliche Vorteile gegeben. Relais zur selektiven Erdschlußfassung sind daher Teil einer Leitungsschutzeinrichtung.

Bei älteren Methoden zur selektiven Erdschlußfassung wurde die Leistungsrichtung zur Fehlerstelle überwacht. In Netzen mit induktiv geerdetem Stempuükt wurde die Wirkleistung mit Relais, in Netzen mit freiem Sternpunkt die kapazitive Blindleistung mit Relais zur Richtungsfeststellung benutzt, die aus dem Summennullstrom der Holmgreen-Wandler und den Hilfswicklungen der einpolig isolierten Spannungswandler gewonnen werden. Zufriedenstellend war diese Methode jedoch nicht. Das trifft für Dauererdschlüsse, die nur einen geringeren Prozentsatz aller Erdschlüsse darstellen, wie auch für Erdschlußwischer zu.

Durch die Kapazitäten und Induktivitäten eines Netzes ist der Eintritt eines Erdfehlers keine sprunghafte Erscheinung, sondern ein Aüsgleichsvorgäng, der in drei Etappen abläuft:

- Entladevorgang des schadhaften Leiters bei Fehlereintritt mit Frequenzen von 500 bis 100000 Hz
- mittelfrequenter Aufladevorgang über die Wicklung der Transformatoren zu den fehlerfreien Leitern mit Frequenzen von 70 bis 4000 Hz
- Ausgleichsvorgang der Erdschlußspulen bei induktiver Erdung und Übergang zum stationären Zustand bei Netzfrequenz.

Summennullstrom und Vergerungsspannung geben auch für die Erfassung der Leistungsrichtung bei Erdfehlern die Anregekriterien, da bei Beginn des Ausgleichsvorgangs der Polaritätsvergleich dieser beiden Werte einen Nachweis der Leistungsrichtung darstellt. Gleiche Polarität bedeutet normalerweise immer eine Richtung in die Leitung hinein.

Dieser in der ersten Halbwelle nach Fehlereintritt stattfindende Vorgang kann durch elektromechnische Relais nicht mehr erfaßt werden. Auf elektronischer Basis wurde von EAW ein transistorisiertes Erdschlußrichtungsrelais vom Typ TRER

entwickelt und gemeinsam mit der Technischen Universität Dresden erprobt, das diese Kriterien nutzt. Da die Kapazitäten der Leitungen den Ausgleichsvorgang einleiten, ist auch die Betrachtungsweise der gesamten Riefitungsentscheide in einem Netz von der Größe und der Verteilung der Leitungskapazitäten und nicht von den Netzeinspeisungen abhängig.

Nachteile des transistorisierten Erdschlußschutzes sind bekannt. Beim Betreiben eines Netzes müssen daher folgende Hinweise beachtet werden:

- Die Kontrolle eines noch anstehenden Erdschlusses ist nur durch Messung der Spannung der Hilfswicklung möglich.
- Jeder Abgang benötigt ein eigenes Relais, d. h., Suchschaltungen können nicht aufgebaut werden.
- Beim Doppelerdschluß wird immer die Richtung des ersten Erdschlusses erfaßt. Dabei kann aber nach Eintritt des Dbppelerdschlusses durch die Phasenbevorzugung des Distanzrelais jeder der beiden Erdschlüsse ausgelöst werden.
- Auslöseschaltungen durch diesen Erdschlußrichtungschutz sind, nur bei Netzausläufern möglich oder durch einen Signalvergleich zu realisieren.

Zur Kontrolle der Ansprechwerte der Stromspeicher wird der Prüfstrom so lange erhöht, bis an einem der beiden Spannungsmesser 6 V abzulesen sind. Der Stromansprechwert liegt dann zwischen 150 und 200 mA. Nach Ausschalten des Prüfstroms muß der Speicher durch kurzes Einführen des Kurzschließers gelöscht werden.

Zur Kontrolle der Ansprechwerte der Spannungsspeicher ist die Prüfspannung so lange zu erhöhen, bis an einem der beiden Spannungsmesser 6 V abzulesen sind. Die Ansprechspannung muß dabei $30\text{ V} \pm 10\%$ betragen. Nach Ausschalten der Prüfspannung ist der Speicher wie vorstehend zu löschen. Bei angeregtem Stromspeicher liegt die Ansprechspannung zwischen 2,7 und 3,6 V.

Zur Kontrolle des Bichtungsentscheides und der Speicherblockierung werden Strom- und Spannungsspeicher angeregt. Der Kurzschließer ist dabei gezogen. Zur Anregung wird eine 9-V-Gleichspannungsquelle verwendet. Ein Schutzwiderstand von 20 Q wird dazwischengeschaltet. Vor jeder Kontrolle sind die Speicher mit dem Kurzschließer zu löschen und die Rückstelltaste für das Abstellen der Meldung zu drücken. Wird ein Speicher ohne vorherige Löschung mit einer entgegengesetzten Polarität angeregt, darf es zu keiner Znstandsänderung kommen.

Die Beschreibung der selektiven Erdschlußerfassung bezieht sich nur auf das Relais TRER. Andere Verfahren sind Erdschlußselektor, Sucheinrichtungen mit modifizierten Zählern oder Wattmetern, Erdschlußrichtungsrelais mit Verstärkung des Erdschlußreststroms.

In den vorstehenden Ausführungen wurden Sekundärprüfungen des Schutzrelais betrachtet. Es sind Prüfeinrichtungen entwickelt worden, die diese Sekundärprüfungen teilautomatisiert durchführen und die Möglichkeit der Primärprüfung der gesamten Schutzeinrichtung bieten. Dabei wird der Effekt ausgenutzt, der beim Ausschalten gleichstromerregter Meßwandler auftritt. Dieser Impuls ist mit dem Anstieg der ersten Halbwelle nach Erdschlußeintritt vergleichbar und gestaltet somit eine zuverlässige Primärprüfung.

3.8.Schutz von Netzen mit niederohmiger Sternpunktterdung

Die selektive Erdschlußfassung ist bei Netzen mit Resonanzsternpunktterdung bzw. mit isoliertem Sternpunkt problematisch. Nachteile und Schwierigkeiten sind bekannt. Für eine Umstellung auf niederohmige Sternpunktterdung, besonders in städtischen Netzen mit hohem Kabelanteil, sprechen ausreichende technische und ökonomische Gründe:

- Vermeidung von Eingrenzungsschaltungen
- Einsparung von Erdschlußdrosseln
- Vermeidung von Doppelfehlern
- Reduzierung transienter Überspannungen und
- keine ständige Anpassung der Einstellungen der Erdschlußdrosseln an die Größe des Netzes.

Die selektive Erdschlußfassung und die entsprechende Auslösung können u. U. auch als Nachteil empfunden werden, jedoch überwiegen die Vorteile der niederohmigen Sternpunktterdung, die in Fachkreisen kurz NOSPE genannt wird.

3.8.1. Spezielle Voraussetzungen

Im allgemeinen bestimmt die Relaischutztechnik nicht die Gestaltung des Netzes. Sie hat sich unterzuordnen. Im speziellen Fall der NOSPE muß die Netzgestaltung auf Forderungen der Relaischutztechnik eingehen. Ansprechbarkeit und Ansprechselektivität fordern eine einfache Form des Netzes. Strahlennetze und Ringnetze sind für die Anwendung der NOSPE problemlos. Vermaschungen, sogar Mehrfachverbindungen zwischen den Stationen, sind dagegen zu vermeiden. Selbst bei sehr langen Stichleitungen ist die Ansprechbarkeit nicht immer gewährleistet.

Die in das Netz einspeisenden Transformatoren haben grundsätzlich die Schaltgruppe Yy0, damit auf beiden Seiten eine Sternpunktbehandlung möglich ist. Da diese Transformatoren aber eine relativ hohe Nullimpedanz aufweisen — etwa $(3 \dots 10) Z_L$ —, schaffen in Dreieck geschaltete Ausgleichswicklungen wesentlich bessere Voraussetzungen für die NOSPE. Die Nullimpedanz wird hier mit $(0,4 \dots 1,2) Z_L$ angegeben.

Für die Art der niederohmigen Erdung kommen induktive und ohmsche Widerstände in Betracht. Die Resistanz hat sofort erkennbare ökonomische Vorteile. Die Reaktanz läßt dagegen auf Grund der geometrischen Addition der Widerstände in der Fehlerstrombahn relaischutztechnisch längere Leitungsstrecken zu, dafür treten jedoch größere transiente Überspannungen auf. Die allgemeine Tendenz geht auch auf Grund von Wartungsproblemen eindeutig zur Resistanzerdung.

3.8.2. Auswahl und Einstellung

Für die Auswahl der Relaischutzeinrichtungen kann zwischen der Leiterströmanregung und der Nullstromanregung entschieden werden. Der Vorteil liegt bei der Nullstromanregung, da eine eigene Zeitstaffelung kürzere Kommandozeiten zuläßt und die Werte der Überstromanregung gegenüber der Leiterströmanregung wesentlich kleiner gehalten werden können. Auf eine Stromselektivität wird verzichtet, jedoch ist ein Stromstaffelfaktor von 0,8 zu beachten. Die Selektivität wird grundsätzlich durch Zeitstaffelung erreicht.

Nullstromschutzeinrichtungen stellen einen Hauptschutz dar. Da der entsprechende Hauptschutz der Leitungen auf Grund der unterschiedlichen Ansprechwerte der Stromeinstellung keinen/Reserveschutz bilden kann, müssen die Nullstromschutzeinrichtungen auch ihren eigenen Reserveschutz 2. Ordnung bilden.

In Ringnetzen und bei Parallelverbindungen sind zusätzlich Richtungsrelais in 0°-Schaltung zu verwenden, wenn die NOSPE in Resistanzerdung ausgeführt ist.

Im betrachteten Netz bildet der vorgeordnete Hauptschutz auf Grund der Zeitstaffelung einen ausreichenden Reserveschutz 2. Ordnung. In den Einspeisungen bzw. in den Verbindungen zur Resistanz ist wegen relativ kleiner Erdkurzschlußströme die Ansprechselektivität für den Reserveschutz 2. Ordnung nicht gegeben. Auch die Anregung des Transformator-Differentialschutzes ist nur in Einzelfällen gewährleistet. Deshalb ist in der Einspeisung Reserveschutz 1. Ordnung vorzusehen, der die Auslösung des Leistungsschalters auf der Oberspannungsseite bewirkt. Hierbei sind folgende Fakten zu beachten:

- Wird ein Netz von mehreren Transformatoren gespeist, ist jedem Transformator eine Resistanz zuzuordnen. Über Trennerschaltungen ist zu garantieren, daß nur ein Sternpunkt über eine Resistanz geerdet wird.

- Erdkurzschlüsse im inneren Schutzbereich eines einspeisenden Transformators ohne Resistanzerdung können nur von einem Richtungsschutz erfaßt werden, der ebenfalls eine Nullstromanregung erhält und unverzüglich auslöst. Der Summennullstrom ist aus konstruktiven Gründen der Rückleitung der Hauptwandler zu entnehmen. Eine Anpassung über Zwischenwandler ist notwendig. Die Auslöserichtung ist zum Transformator. Es ist auch hier eine 0°-Schaltung zu verwenden.

- Längskupplungen in Schaltanlagen sind in die Schutzkonzeption einzuordnen. Für die Nullstromanregung ist aus konstruktiven Gründen die gleiche Schaltung wie in der Einspeisung anzuwenden. Längskupplungen arbeiten selektiv in der Zeitstaffelung.

- Erdkurzschlußströme, die in Verbrauchern verursacht werden, erreichen, u. U. Werte, die keine Anregung herbeiführen. Zur Vermeidung thermischer Überlastungen der Resistanz ist hier ein stromabhängiger Überstromschutz einzusetzen, der eine Auslösung des Leistungsschalters auf der Unterspannungsseite herbeiführt.

Bei der Gestaltung eines Netzes ist die - Reihenschaltung von Abgängen nur soweit möglich, wie es Staffelzeiten bzw. maximale Kommandozeiten Vorsehen.

Eine Staffelzeit von 0,4 s wird empfohlen. Als Richtwert der größten Kommandozeit gilt für ein Strahlennetz 3,5 s. Für ein Ringnetz sind keinesfalls größere Werte notwendig. Diese maximale Kommandozeit ist gleichzeitig die maximale Dauer eines Erdkurzschlusses. Hierfür ist die Resistanz thermisch auszulegen.

In der Praxis werden auch offene Ringnetze betrieben, die an beliebiger Stelle getrennt werden können. Bei der Projektierung des Schutzes ist jedoch immer der geschlossene Ring zu beachten.

Ist für die Auslösung der Leistungsschalter keine Gleichspannung vorhanden, muß in kleineren Stationen auf Kondensatorauslösegeräte zurückgegriffen werden. Eine Wandlerstromauslösung kann wegen zu geringer Ströme bzw. Wandlerleistung nicht verwendet werden.

Die Reichweite der NOSPE endet je nach Impedanz kurz hinter den Klemmen von Verbrauchern, so daß nur der Wicklungsanfang von Transformatoren oder Motoren erfaßt wird. Auch können kleinere Netze aus betrieblichen Gründen zeitweise ohne NOSPE betrieben werden. Daher ist in jeder Netzeinspeisung eine Erdschlußmeldung vorzusehen, die zeitverzögert auf Meldung arbeitet. Kriterium ist die Verlagerungsspannung.

Da im Erdschlußfall über gesunde Abgänge auch kapazitive Erdschlußströme fließen, muß der Anregerwert des Stroms mit Sicherheit größer sein als der maximale Erdschlußstrom. Als Sicherheitsfaktor ist ein Wert von 1,2 ausreichend.

3.8.3. Nachweis der Funktionsfähigkeit

Für die Einstellung der Schutzrelais wird dem Relais-Ingenieur durch den Betreiber des Netzes nur der Anfangskurzschlußwechselstrom an den Einbauorten der Schutzeinrichtungen vorgegeben. Daraus sind die jeweiligen Einstellwerte mit gewünschter Ansprechbarkeit und ausreichender Ansprechselektivität zu errechnen. Für die Überprüfung der Einstellungen gelten die Ausführungen im Abschn. 4. Bei Verwendung von Kabelumbauwandlern zur Nullstromerfassung wird erinnert.

Zum Nachweis der Funktionsfähigkeit wird für ein neues Netz mit NOSPE die Durchführung von Erdschlußversuchen empfohlen. Sie bestätigen die Richtigkeit der errechneten Werte bzw. verlangen in seltenen Fällen nachträgliche Änderungen der Schutzeinstellungen. Die Erdschlußversuche bringen mit Hilfe von mehrschleifigen Lichtstrahloszillographen auch den Nachweis nicht gefährlicher Schritt- oder Berührungsspannungen. Erfahrungsgemäß werden die zulässigen Werte bei weitem nicht erreicht. Werden Erdschlüsse über Lichtbögen eingeleitet, kann auch die Messung transienter Überspannungen interessant sein. Einbauorte von Erdverbindungen sind grundsätzlich Netzausläufer und die Schaltanlage, in die die Transformatoren einspeisen.

3.9. Relaischutzkonzeptionell für Höchstspannungsleitungen

Der Begriff „Höchstspannung“ beinhaltet Spannungen über 110 kV, z.B. 220 kV und 500 kV. Höchstspannungsnetze sind wirksam geerdet und werden von wenigen Fachspezialisten der Verbundnetzbetriebe betreut. Daher wird nachfolgend lediglich auf einige technisch-ökonomische Probleme hingewiesen, die die Netzschutzkonzeption wesentlich beeinflussen.

Forderungen an die Kommandozeit werden beeinflußt durch die Vermeidung von Gefährdungsspannungen, deren Höhe von der Einwirkzeit abhängig ist (s. TGL 200-0603/03). Einpolige Kurzschlüsse müssen daher in Zeiten kleiner 150 ms ausgeschaltet werden.

Die thermische Beanspruchung der Kurzschlußbahn darf nicht zur Entfestigung des Leitermaterials führen.

Dynamische und statische Stabilitätsprobleme des Netzes und der Kraftwerke bei plötzlicher Änderung des Schaltzustands, der Belastung usw. sind zu beachten. Die Häufigkeit der Fehler beeinflußt die Art des Schutzes. Die Statistik für ein Höchstspannungsnetz hat. Zur sicheren Anwendung der einpoligen AWE ist die selektive Erfassung von Fehlerart und Fehlerort notwendig.

Die Zuverlässigkeit der Relaischutzeinrichtungen muß gesichert sein. Dies gilt für den Hauptschutz und den Reserveschutz. Im Übertragungsnetz wird dem Hauptschutz ein Reserveschutz 1. Ordnung zugeordnet. Zusätzlich wirken beide Schutzsysteme durch die Kennliniengestaltung des Distanzschutzes als Reserveschutz 2. Ordnung. Hierbei können jedoch die Anregebedingungen nicht immer eingehalten werden.

Als Hauptschutz wird Distanzschutz in Dreirelaischaltung ohne Wirkverbindungen mit winkelabhängiger Unterimpedanzanregung und einpoliger AWE unter Verwendung des Schnellabschaltverfahrens angewendet.

Bei Leitungseinschleifungen, kurzen Leitungen oder ähnlichen Verhältnissen wird über Wirkverbindungen die Impedanzstaffelung der Schutzrelais in den Gegenstationen erwirkt und damit die Schnellabschaltung über die gesamte Leitung in Schnellzeit erreicht. Zur Übertragung der Signale zwischen den Stationen kommen Niederfrequenz- Schnellschaltanlagen (NOZ/CSSR) zur Anwendung. Aus Sicherheitsgründen werden Schnellschaltgeräte gedoppelt.

Für Kraftwerkseinspeisungen ist der Leitungsschutz den jeweiligen Bedingungen anzupassen. Grundlage hierfür sind TGL 200-1041/04 und Werkstandards des Betreibers von Übertragungsnetzen.

3.10. Inbetriebsetzung eines Leitungsabgangs

Die hierzu notwendigen Vorarbeiten sind in den verschiedenen vorstehenden Abschnitten ausführlich beschrieben, so daß hier nur eine Zusammenfassung mit ergänzenden oder verbindenden Erklärungen erfolgt. Die Prüfungen werden in technologischer Folge nachstehend genannt:

1. Steuerspannungsversorgung einschließlich der Schleifenleitungen
2. Steuerstromkreise einschließlich Leistungsschalterbetätigung
3. Meldestromkreise einschließlich der zentralen Meldungen
4. Stromwandler-Stromkreise
5. Spannungswandler-Stromkreise
6. Einstellung und Prüfung der Schutzrelais

Für die Erstinbetriebsetzung wird die Ausarbeitung des Funktionsablaufs in Form eines Prüfprogramms dringend empfohlen.

Immerhin sind es für einen 110-kV-Leitungsabgang über 50 Einzelfunktionen, die reibungslos vorgeführt werden müssen. Zwischen Anlagenerrichter und -betreiber gibt es später keine diesbezüglichen Meinungsverschiedenheiten, wenn das Vorführprogramm nach Beendigung der Funktionsprüfungen gegenseitig bestätigt wird.

Die Einstellung der sekundären Schleifenimpedanzwerte ist in zweifacher Art möglich. Ein Rohrwiderstand als Impedanzeinstellwiderstand hat eine geeichte Impedanzskale. Einstellknöpfe für die verschiedenen Impedanzkippstufen gestatten eine Einstellung über den gesamten Widerstandsbereich, der durch feste Vorwiderstände mit Umschaltlasche auf ein Vielfaches erweitert werden kann. Das Relais RD 10 (5-A-Ausführung) von EAW hat einen Impedanzeinstellbereich von 0,05 bis 1,25 Ohm, der im Verhältnis 1 : 4 : 8 durch die Umschaltlasche auf maximal 10 Ohm erweitert werden kann. Eine Überprüfung der Kippstufen ist in der schon beschriebenen Weise notwendig.

Die zweite Art der Impedanzeinstellung geschieht durch das Öffnen von Laschen an einem geometrisch gestuften Festwiderstand, z.B. beim Relais RD 110. Zur Ermittlung der notwendigen Einstellwiderstände ist anzuwenden. In technologischer Folge sind zur Einstellung und Prüfung der Stufenkennlinie von Distanzrelais die Tätigkeiten von der Projektierung bis zur Inbetriebsetzung angegeben.

7. Betätigung des Leistungsschalters durch AWE
8. Unterspannungsetzen des Abgangs bis zum offenen Leitungstrenner und Kontrolle der Sekundärspannungen der Spannungswandler.

Bei spannungsabhängigen Schutzrichtungen, z.B. der Unterimpedanzanregung, sind die Äußerungsbedingungen der Leitungsschutzschalter der Spannungswandlerkreise zu überprüfen. Bei einem Kurzschluß im Leitungswandlerkreis direkt am Schutzrelais muß durch die Hilfskontakte der Leitungsschutzschalter die Steuerspannungsunterbrechung schneller, erfolgen als die Anregung des Schutzrelais. Sämtliche Kurzschlußmöglichkeiten sind hier praktisch zu erproben. Leitungsschutzschalter mit ungünstiger Kennlinie sind auszutauschen.

9. Parallelitätskontrolle durch Vergleich der Sekundärspannungen der Spannungswandler der parallelzuschaltenden Abgänge. Eine Vorprüfung erfolgt mit einer aus einem Netz stammenden Primärspannung an beiden Spannungswandlergruppen.
10. Einschalten und damit Belasten des Abgangs

11. Kontrolle der Übereinstimmung der Sekundärströme mit den zugehörigen Sekundärspannungen

Für diese Kontrolle und gleichzeitig zur Kontrolle der Leistungsrichtung und zur Ermittlung des Leistungsfaktors wird ein Leistungsmeßverfahren in 1-Wattmeter-Schaltung angewendet. Die Anschaltung des Wattmeters erfolgt beispielsweise, beim Leiter $L1$ (R). Danach werden nacheinander die Leiter-Erde-Spannungen, beginnend mit $L1-N$ ($R-N$), angelegt. Die ermittelten Beträge und Richtungen werden notiert, wobei die Addition dieser Werte Null ergeben muß, und in das Diagramm eingetragen. Es ist zu erkennen, daß die gemessenen Beträge rechtwinklig zum Spannungszeiger verlängert werden. Der Schnittpunkt dieser drei Geraden wird mit dem Mittelpunkt des Diagramms verbunden. So entsteht der Stromzeiger zum Gezeichneten oder angenommenen Spannungssystem.

Der Anschluß des Leistungsmessers ist so auszuführen, daß die nicht geerdete Sekundärleitung des Stromwandlers an die Stromeingangsklemme und die Spannung des jeweiligen Leiters an die Spannungseingangsklemme des Leistungsmessers angeschlossen wird. Bei Leistungsabgabe und objektseitiger Erdung der Stromwandler-Sekundärwicklung wird am Leistungsmesser ein positiver Ausschlag erwartet.

Messung der Betriebswerte mit Feinmeßgeräten und Vergleich mit den Betriebsmeßgeräten.

Приложение Б

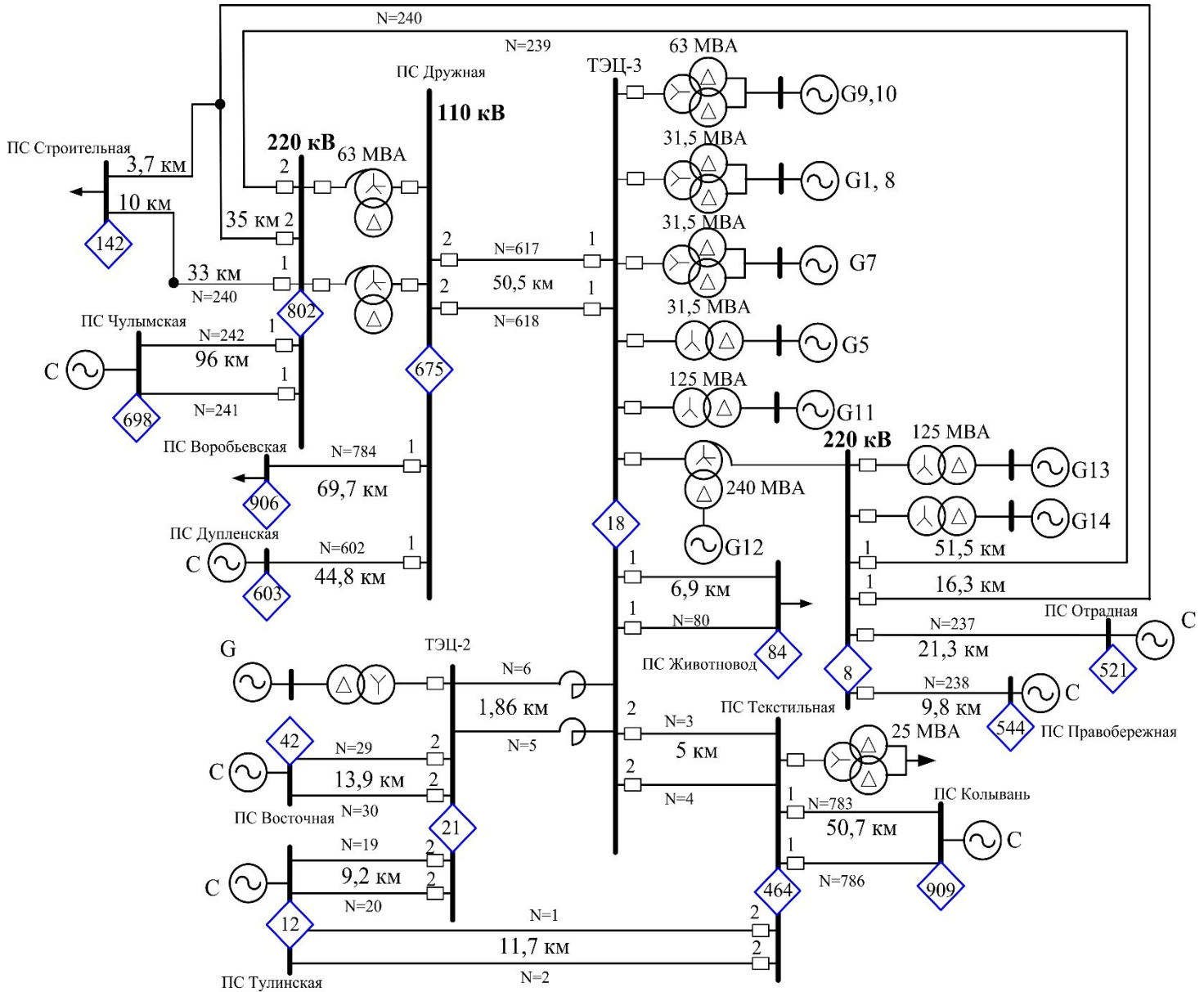


Рисунок Б.1 – Электрическая схема района защищаемой линии

Приложение В

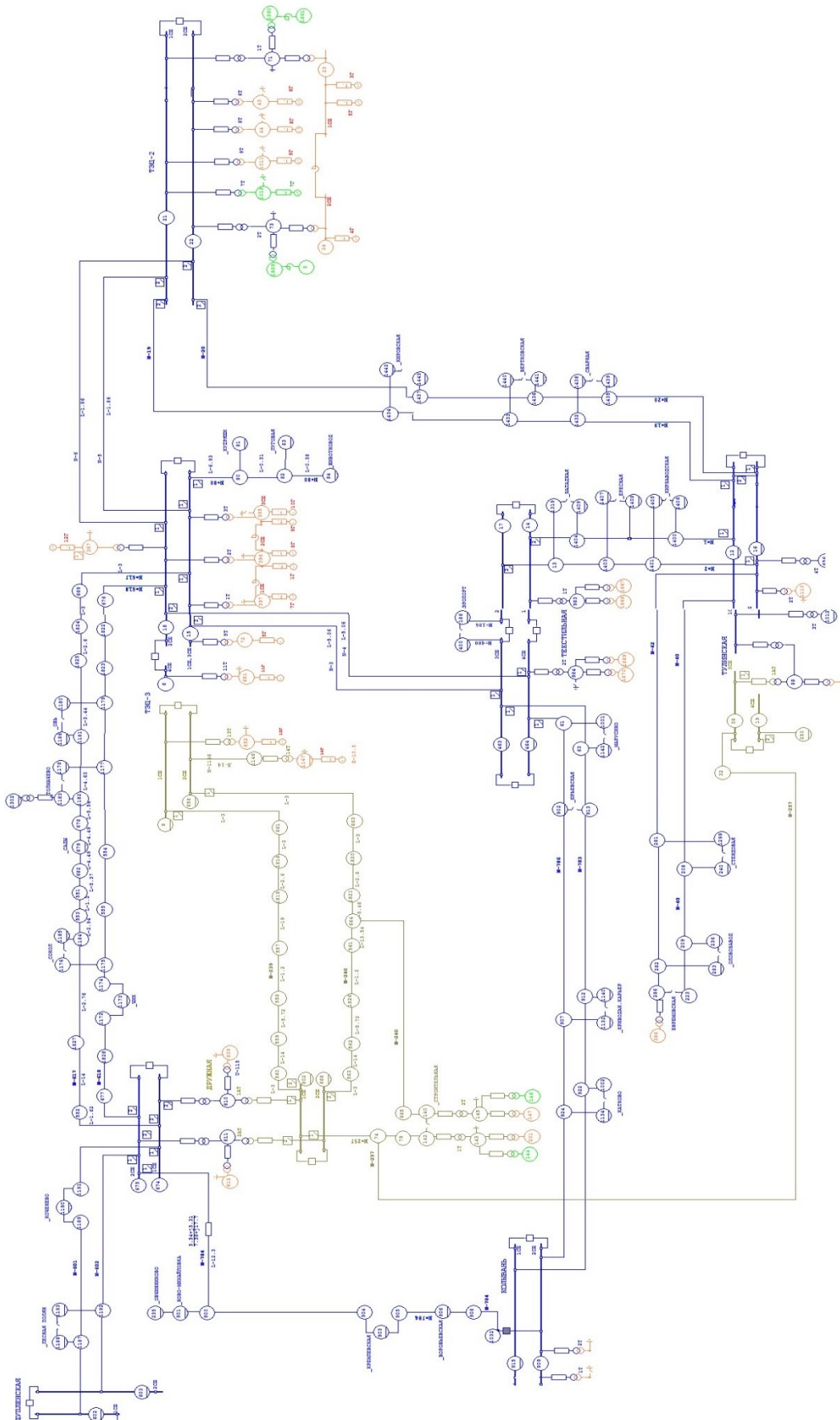
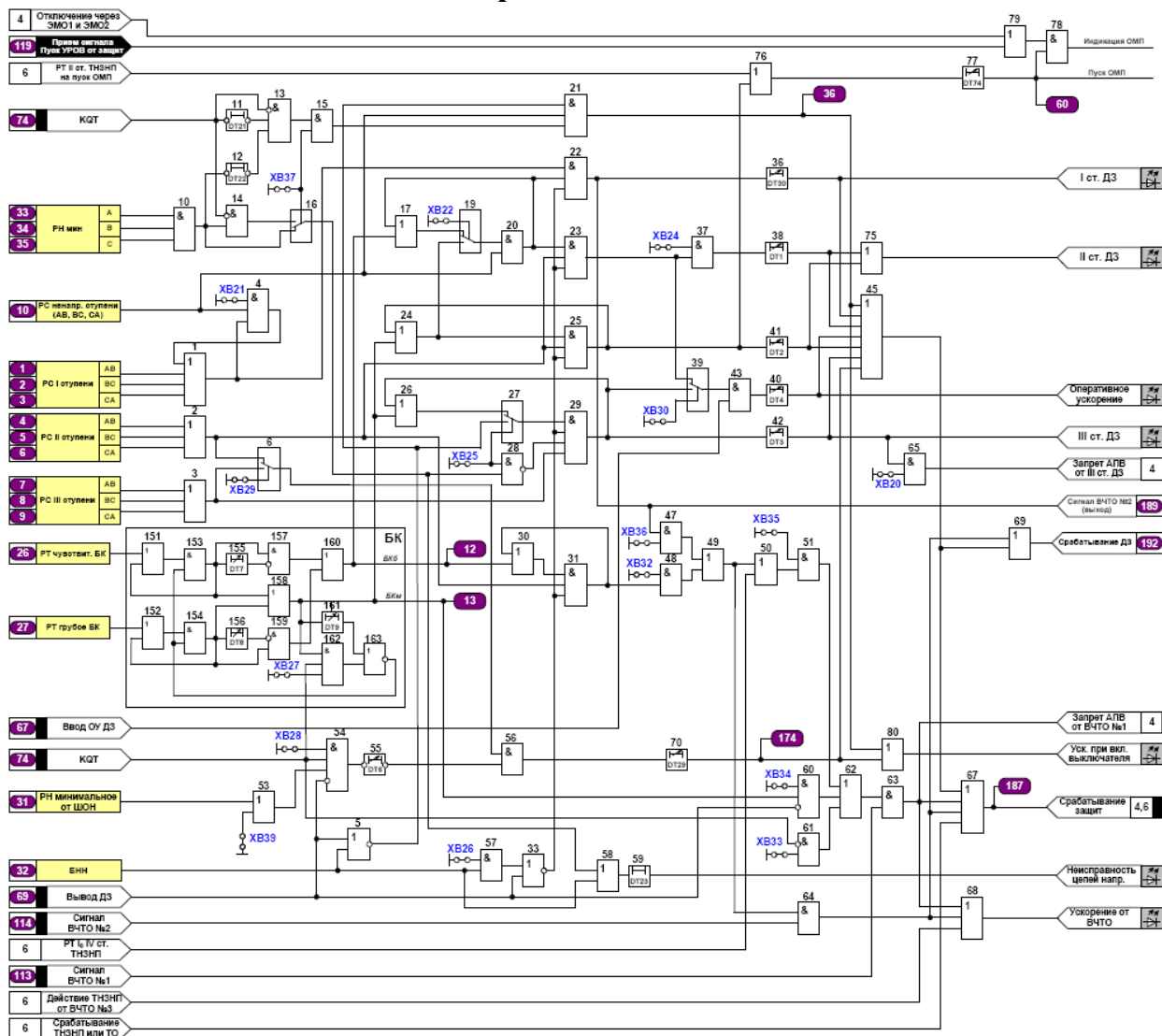


Рисунок В.1 – Схема замещения энергорайона в АРМ СРЗА

Приложение Г

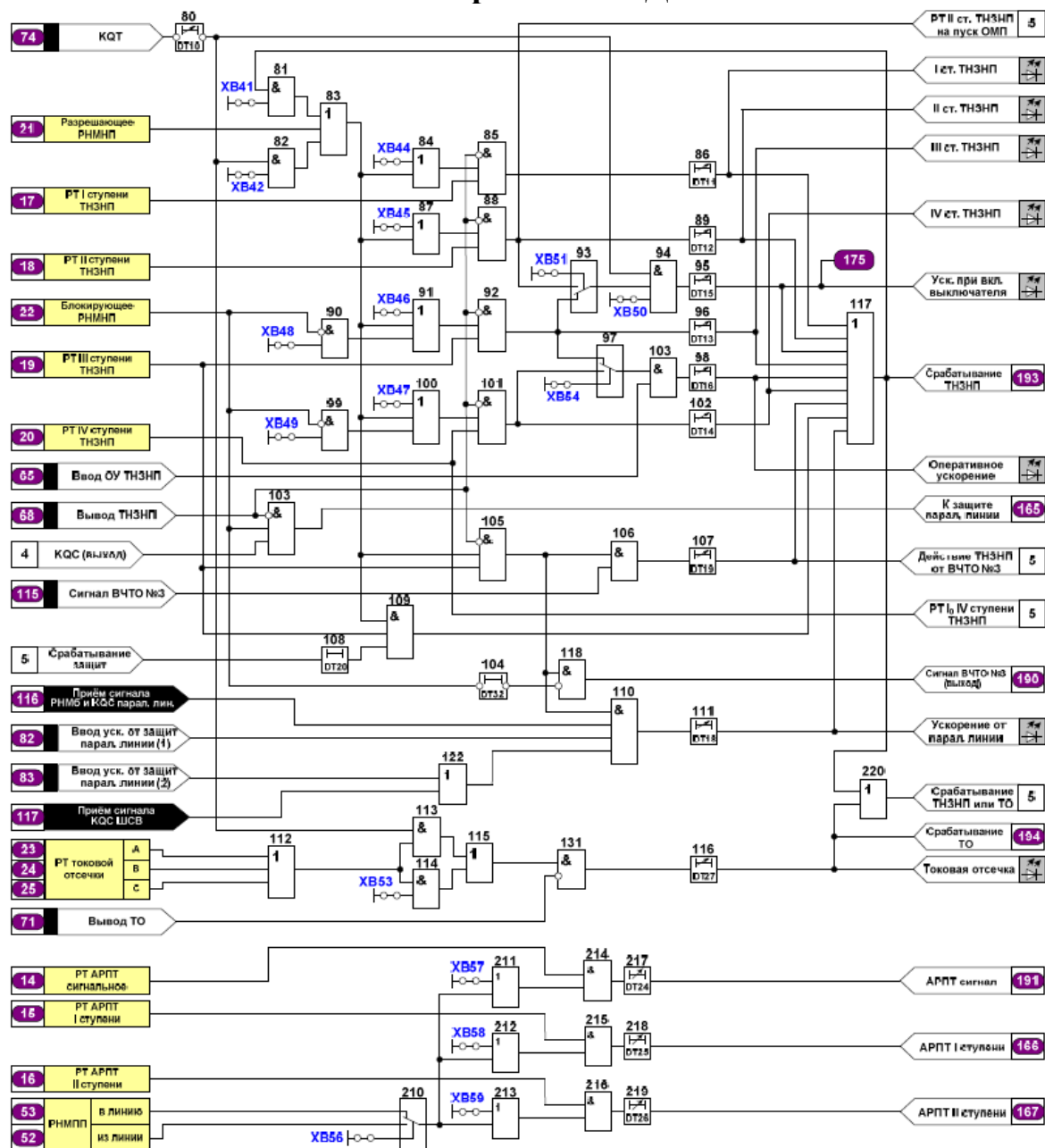


DT1	Задержка на срабатывание II ст. с меньшей выдержкой времени ДЗ (0,05...15) с
DT2	Задержка на срабатывание II ст. ДЗ (0,05...15) с
DT3	Задержка на срабатывание III ст. ДЗ (0,05...15) с
DT4	Задержка на срабатывание при ОУ (0,05...5) с
DT6	Время ввода ускорения II или III ст. ДЗ при включении выключателя (0,7...2,0) с
DT7	Время ввода быстродействующих ступеней ДЗ от чувствит. реле БК (0,2...1,0) с
DT8	Время ввода быстродействующих ступеней ДЗ от грубого реле БК (0,2...1,0) с
DT9	Время ввода медленнодействующих ступеней от БК (3...16) с
DT21	Время ввода ускорения с ТН на линии при включении выключателя 1,0 с
DT22	Время ввода ускорения с ТН на линии при междуфазных КЗ 0,1 с
DT23	Задержка сигнализации на срабатывание БНН 5 с
DT29	Задержка на срабатывание ускорения II или III ст. ДЗ при включении выключателя (0,0...1,0) с
DT30	Задержка на срабатывание I ст. ДЗ (0,0...15) с
DT74	Время задержки подготовки данных ОМП (0,01...0,06) с

XB20	Запрет АПВ от III ступени ДЗ 0 - не предусмотрено, 1 - предусмотрено
XB21	Подхват срабатывания PC I ступени от ненапр. PC II ступени 0 - не предусмотрено, 1 - предусмотрено
XB22	Контроль действия I ступени (или II ступени с меньшей выд. врем.) 0 - от БКб, 1 - от БКм
XB24	Действие II ступени с меньшей выдержкой времени 0 - не предусмотрено, 1 - предусмотрено
XB25	Контроль действия III ступени от блокировок 0 - от БНН и БК, 1 - от БНН
XB26	Контроль действия ступеней от БНН 0 - не предусмотрено, 1 - предусмотрено
XB27	Ускоренный возврат БК при отключении выключателя 0 - не предусмотрено, 1 - предусмотрено
XB28	Ускорение действия II или III ступени ДЗ при включ. выключателя 0 - не предусмотрено, 1 - предусмотрено
XB29	Ускоряемая ступень при включении выключателя 0 - II ступень, 1 - III ступень
XB30	Оперативно ускоряемая ступень ДЗ 0 - II ступень, 1 - III ступень
XB32	Контроль II ступени ДЗ при приеме сигналов ВЧТО №1, 2 0 - не предусмотрено, 1 - предусмотрено
XB33	Контроль от сигнала КQT при приеме сигнала ВЧТО №1 0 - не предусмотрено, 1 - предусмотрено
XB34	Контроль от сигнала БК при приеме сигнала ВЧТО №1 0 - не предусмотрено, 1 - предусмотрено
XB35	Контроль от I (II) ст. ДЗ или IV ст. ТНЗНП при приеме ВЧТО №1 0 - не предусмотрено, 1 - предусмотрено
XB36	Контроль I ступени ДЗ при приеме сигналов ВЧТО №1, 2 0 - не предусмотрено, 1 - предусмотрено
XB37	Место установки ТН 0 - на шинах, 1 - на линии
XB39	Контроль ускорения при вкл. выключателя от напряжения на линии 0 - предусмотрено, 1 - не предусмотрено

Рисунок Г.1 – Функциональная схема ДЗ терминала БЭ2704V016

Приложение Д



DT10	Время ввода уск. II или III ст. ТНЗНП при вкл. выкл-ля (0,7...2,0) с
DT11	Задержка на срабатывание I ст. ТНЗНП (0,01...15) с
DT12	Задержка на срабатывание II ст. ТНЗНП (0,05...15) с
DT13	Задержка на срабатывание III ст. ТНЗНП (0,05...15) с
DT14	Задержка на срабатывание IV ст. ТНЗНП (0,05...15) с
DT15	Задержка на срабатывание ускорения II или III ст. ТНЗНП при включении выключателя (0,05...5) с
DT16	Задержка на срабатывание ТНЗНП при ОУ (0,05...5) с
DT18	Задержка на срабатывание ускорения ТНЗНП от защиты параллельной линии (0,05...5) с
DT19	Задержка на сраб. уск. ТНЗНП при приеме ВЧТО №3 (0,05...5) с
DT20	Задержка на подхват ТНЗНП при срабатывании защит 0,005 с
DT24	Задержка на срабатывание ступени АРПТ на сигнал (0,0...25) с
DT25	Задержка на срабатывание I ступени АРПТ (0,0...25) с
DT26	Задержка на срабатывание II ступени АРПТ (0,0...25) с
DT27	Задержка на срабатывание токовой отсечки (0,0...1,0) с
DT32	Задержка сигнала ВЧТО №3 от блокирующего РНМНП 0,2 с

XB41	Автоматический вывод направленности при срабатывании ТНЗНП 0 - не предусмотрено, 1 - предусмотрено
XB42	Автоматический вывод направленности при вкл. выключателя 0 - не предусмотрено, 1 - предусмотрено
XB44	Контроль направленности I ступени ТНЗНП 0 - предусмотрено, 1 - не предусмотрено
XB45	Контроль направленности II ступени ТНЗНП 0 - предусмотрено, 1 - не предусмотрено
XB46	Контроль направленности III ступени ТНЗНП 0 - предусмотрено, 1 - не предусмотрено
XB47	Контроль направленности IV ступени ТНЗНП 0 - предусмотрено, 1 - не предусмотрено
XB48	Направленность III ступени ТНЗНП 0 - от РНМр, 1 - от РНМр и РНМб
XB49	Направленность IV ступени ТНЗНП 0 - от РНМр, 1 - от РНМр и РНМб
XB50	Ускорение действия II или III ст. ТНЗНП при вкл. выключателя 0 - не предусмотрено, 1 - предусмотрено
XB51	Ускоряемая ступень при включении выключателя 0 - III ступень, 1 - II ступень
XB53	Действие токовой отсечки 0 - при включении выключателя, 1 - постоянно
XB54	Оперативно ускоряемая ступень ТНЗНП 0 - III ступень, 1 - IV ступень
XB56	Направленность РНМПП 0 - из линиц, 1 - в линию
XB57	Контроль направленности ступени АРПТ на сигнал от РНМПП 0 - предусмотрено, 1 - не предусмотрено
XB58	Контроль направленности I ступени АРПТ от РНМПП 0 - предусмотрено, 1 - не предусмотрено
XB59	Контроль направленности II ступени АРПТ от РНМПП 0 - предусмотрено, 1 - не предусмотрено

Рисунок Д.1 – Функциональная схема СТЗ терминала БЭ2704V016