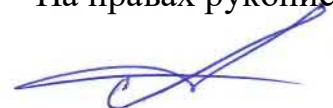


федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

На правах рукописи



АНДРЕЕВ АНТОН АНДРЕЕВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИК ЛОКАЛИЗАЦИИ
ПОВРЕЖДЕНИЙ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 10 КВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ГОРОДСКИХ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ**

Специальность 2.4.2 – Электротехнические комплексы и системы

**Диссертация на соискание
ученой степени кандидата технических наук**

Научный руководитель:
доктор технических наук,
профессор Вахнина В.В.

Тольятти 2023

Оглавление

Введение.....	4
Глава 1 Анализ существующих способов локализации повреждений кабельных линий 10 кВ при эксплуатации городских распределительных сетей.....	11
1.1 Общие сведения о городских электрических сетях	11
1.1.1 Особенности исполнения городских распределительных электрических сетей.....	11
1.1.2 Конфигурация схемы городских электрических сетей.....	17
1.2 Анализ действующей методики локализации многофазных коротких замыканий в городских распределительных сетях.....	20
1.2.1 Релейная защита кабельных линий от многофазных коротких замыканий в городских распределительных сетях.....	20
1.2.2 Локализация многофазных коротких замыканий в городских распределительных сетях с применением действующей методики.....	22
1.3 Анализ действующей методики локализации однофазных замыканий на землю в городских распределительных сетях.....	31
1.3.1 Анализ защит от однофазных замыканий на землю в городских распределительных сетях.....	32
1.3.2 Локализация однофазных замыканий на землю в городских распределительных сетях с применением действующей методики.....	44
1.4 Постановка цели и задач исследования.....	52
Выводы.....	53
Глава 2 Локализация повреждений кабельных линий 10 кВ в городских распределительных сетях.....	54
2.1 Разработка методики локализации многофазных коротких замыканий в кабельных линиях 10 кВ с использованием датчиков короткого замыкания.....	54
2.2 Разработка датчика короткого замыкания.....	66

2.3 Разработка методики локализации однофазных замыканий на землю в кабельных линиях 10 кВ с использованием последовательного деления и перегруппирования сети на участки.....	73
Выводы.....	80
Глава 3 Диагностика однофазных замыканий на землю в городских распределительных сетях.....	81
3.1 Моделирование однофазного замыкания на землю в городских распределительных сетях.....	81
3.2 Моделирование однофазного замыкания на землю при кратковременном объединении секций шин 10 кВ в городских распределительных сетях.....	92
Выводы.....	96
Глава 4 Обоснование применения разработанных методик локализации повреждений кабельных линий 10 кВ в городских распределительных сетях.....	97
4.1 Обоснование применения методики локализации многофазных коротких замыканий в кабельных линиях 10 кВ с использованием датчиков короткого замыкания.....	97
4.2 Обоснование применения методики локализации однофазных замыканий на землю в кабельных линиях 10 кВ с использованием последовательного деления и перегруппирования сети на участки.....	103
Выводы.....	112
Заключение.....	114
Список принятых сокращений.....	116
Список используемой литературы.....	117
Приложения.....	130
Приложение 1. Свидетельство о регистрации патента на полезную модель.....	130
Приложение 2. Справка о внедрении основных результатов научно-технической деятельности в практику АО «ССК».....	131

Введение

Актуальность темы исследования. На сегодняшний день более половины всей вырабатываемой электроэнергии распределяется посредством кабельных линий 6-10 кВ. Их массовость, а также другие технологические причины приводят к тому, что кабельные линии являются наиболее повреждаемыми элементами электрической сети. В сравнении с воздушными линиями кабели обладают высокой надежностью, электробезопасностью и эстетичностью. Данные преимущества особенно актуальны для электротехнических комплексов (ЭТК) городских электрических сетей, так как они осуществляют электроснабжение всех элементов инфраструктуры города. В то же время технологические отказы кабелей могут привести к нарушению деятельности жизненно важных элементов городского электрохозяйства. Так как предупредить основную часть повреждений практически нереально, то аварийные отключения – это явление, носящее вероятностный характер.

Электроснабжение основной части потребителей мегаполисов осуществляется в соответствии со второй и третьей категорий надежности электроснабжения, поэтому возникновение повреждения в кабельной линии 10 кВ приведет либо к частичному, либо к полному отключению абонентов. В городских распределительных сетях выявление и локализация поврежденного кабеля производится оперативным персоналом с помощью методик локализации повреждений (МЛП). Действующая МЛП при многофазном коротком замыкании (МКЗ) в кабельной линии 10 кВ включает большое количество действий, выполнение которых приводит к увеличению времени локализации. Возникновение же таких неисправностей как однофазное замыкание на землю (ОЗЗ) может быть даже более болезненно для электроснабжения городских кабельных сетей. При применении действующей МЛП ОЗЗ процесс локализации замыкания на землю в сетях с изолированной и компенсированной нейтралью может занимать продолжительное время и сопровождаться ручными

отключениями потребителей. Таким образом, проблема локализации повреждений кабельных линий 10 кВ при эксплуатации ЭТК городских распределительных сетей актуальна. Разработка действенных МЛП кабельных линий позволит решить данную проблему и с технической точки зрения повысит оперативность процесса локализации.

Степень разработанности проблемы. Фундаментальный вклад в решение проблемы исследования надежности ЭТК городских электрических сетей внесли следующие известные ученые и исследователи: Федотов А.И., Куро Ж., Куско А., Буторин В.А., Мясоедов Ю.В., Шведов Г.В., Сибикин Ю.В., Соловьёв А.Л. Вопросами селективности защит от однофазных замыканий на землю посвящены работы зарубежных и российских учёных: Rezavandi R., Khaburi D.A., Minullin R.G., Piskovatskiy Y.V., Zhang H. A., Burkhardt E., Шуин В.А., Лихачев Ф.А., Обабков В.А., Булычев А.В., Шалин А.И., Андреев В.А., Титенков С.С. и др. Эффективность внедрения датчиков короткого замыкания описана в работах Тарасова К.В., Назарова А.В. и Горюнова А.Г.

Цель диссертационной работы. Улучшение процесса эксплуатации электротехнических комплексов городских распределительных сетей за счет разработки методик локализации повреждений в кабельных линиях 10 кВ.

Решаемые задачи.

1. Анализ существующих способов локализации повреждений в кабельных линиях 10 кВ при эксплуатации электротехнических комплексов городских распределительных сетей.
2. Разработка методик локализации повреждений в кабельных линиях 10 кВ при эксплуатации электротехнических комплексов городских распределительных сетей.
3. Количественная оценка перенапряжений, вызванных переключениями в сети 10 кВ, во время замыкания на землю при использовании методик локализации повреждений.

4. Обоснование применения разработанных методик локализации повреждений в кабельных линиях 10 кВ при эксплуатации электротехнических комплексов городских распределительных сетей.

Объектом исследования являются городские распределительные кабельные сети 10 кВ.

Предметом исследования являются методики локализации повреждений в кабельных линиях 10 кВ электротехнических комплексов городских распределительных сетей.

Методы исследования. Для решения задач работы использовались теория линейных и нелинейных электрических цепей, методы математического и имитационного моделирования. Обоснованность и достоверность результатов работы определяются корректным применением математических методов исследования и сертифицированного программного обеспечения MATLAB с пакетом расширения SIMULINK.

Научная новизна.

1. Методика локализации повреждений при многофазных коротких замыканиях в кабельных линиях 10 кВ, отличающаяся от известных использованием специальных датчиков короткого замыкания.

2. Методика локализации повреждений при однофазных замыканиях на землю в кабельных линиях 10 кВ, отличающаяся применением последовательного деления и перегруппирования сети на участки.

3. Имитационная модель двухсекционной распределительной сети, отличающаяся возможностью исследования перенапряжений, возникающих при переключениях в сети 10 кВ во время однофазного замыкания на землю, которая может быть использована для дальнейшего совершенствования методик локализации повреждений при замыканиях на землю в городских кабельных сетях 10 кВ.

Практическая значимость диссертационной работы.

Разработанная методика локализации повреждений при многофазных коротких замыканиях в кабельных линиях 10 кВ позволяет значительно сократить

время локализации многофазных коротких замыканий в городских кабельных сетях 10 кВ.

Разработанная методика локализации повреждений при однофазных замыканиях на землю в кабельных линиях 10 кВ позволяет сократить время локализации замыкания на землю, а в отдельных случаях полностью исключить перерывы электроснабжения потребителей при осуществлении поиска данного повреждения.

Предложенные в диссертации научно-технические решения вошли в устойчивую практику АО «ССК» и применяются при эксплуатации электротехнических комплексов городских распределительных сетей 10 кВ. Разработанная методика локализации повреждений при однофазных замыканиях на землю в кабельных линиях 10 кВ в городских распределительных сетях позволяет не только ускорить процесс локализации, но и ограничить кратковременные отключения потребителей, выполняемые в ходе поиска замыкания на землю (Справка о внедрении АО «ССК»).

Основные положения, выносимые на защиту.

1. Методика локализации повреждений при многофазных коротких замыканиях в кабельных линиях 10 кВ с применением датчиков короткого замыкания.
2. Техническое решение индикации коротких замыканий для городских кабельных сетей 10 кВ.
3. Методика локализации повреждений при однофазных замыканиях на землю в кабельных линиях 10 кВ с применением последовательного деления и перегруппирования сети на участки.
4. Анализ снижения расчетного времени локализации повреждений и недоотпуска электроэнергии в результате применения разработанных методик.

Научная квалификационная работа на соискание степени кандидата технических наук выполнена в соответствии с паспортом специальности - 2.4.2 «Электротехнические комплексы и системы» и отвечает направлениям: п. 1 «Развитие общей теории электротехнических комплексов и систем... и

компьютерное моделирование компонентов электротехнических комплексов и систем...», п. 2 «Разработка научных основ проектирования, создания и эксплуатации электротехнических комплексов, систем и их компонентов», п. 4 «Исследование работоспособности и качества функционирования электротехнических комплексов, систем и их компонентов в различных режимах при разнообразных внешних воздействиях, диагностика электротехнических комплексов».

Достоверность полученных результатов обусловлена использованием обоснованных допущений, строгих математических методов, адекватность которых подтверждена результатами теоретических, прикладных и компьютерно-имитационных исследований, а также апробации результатов диссертации на российских и международных конференциях, форумах и семинарах.

Апробация работы. Результаты работы обсуждались на научно-технических семинарах ФГБОУ ВО «Тольяттинский государственный университет».

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на научно-технических конференциях: II Всероссийская научно-практическая конференция «Проблемы и перспективы развития электроэнергетики и электротехники» (Казань, 2020); III Всероссийская научно-практическая конференция «Проблемы и перспективы развития электроэнергетики и электротехники» (Казань, 2021); LI Международная научно-практическая конференция «Федоровские чтения» (Москва, 2021); I Международная научно-практическая конференция «Электрические сети: надежность, безопасность, энергосбережение и экономические аспекты» (Казань, 2021).

Публикации. По тематике исследований опубликовано 10 научных работ, в том числе 5 статей в журналах, входящих в перечень рекомендованных ВАК РФ, получен 1 патент на полезную модель.

Личный вклад автора в диссертационное исследование. Постановка задач осуществлялась совместно с научным руководителем. Теоретические и практические исследования автором выполнены самостоятельно. В основном объеме исследований, изложенных в диссертации, автором разработаны: МЛП при

МКЗ в кабельных линиях 10 кВ с применением датчиков короткого замыкания, модель датчика короткого замыкания для кабельных линий 10 кВ, МЛП при ОЗЗ в кабельных линиях 10 кВ с применением последовательного деления и перегруппирования сети на участки, имитационная модель участка городской распределительной сети 10 кВ, проанализированы результаты исследования, выполнена подготовка основных публикаций по теме диссертации.

Структура и объем диссертации. В составе диссертации: введение, четыре главы, заключение, список используемой литературы и 2 приложения. Общий объем работы – 131 страница, включая 49 рисунков, 21 таблицу. Список используемой литературы состоит из 119 наименований.

Во введении обоснована актуальность темы исследования, определена цель и поставлены задачи, изложены научная новизна, теоретическая и практическая значимость, основные положения, выносимые на защиту.

В первой главе показано, что реализация приоритетных задач по разработке МЛП кабельных линий 10 кВ при эксплуатации ЭТК городских распределительных сетей позволит не только сократить время локализации, но и ограничить кратковременные отключения потребителей.

Рассмотрены общие сведения о городских распределительных сетях и конфигурациях их схем. Выявлены проблемы, возникающие при локализации повреждений кабельных линий 10 кВ в распределительных сетях. Проведен обзор действующих методик локализации повреждений, а также устройств защиты, применяющихся для их устранения. Установлена необходимость уменьшения времени локализации МКЗ в кабельных линиях 10 кВ. Показано, что существующие защиты от ОЗЗ не обладают достаточной селективностью чтобы оперативно локализовать замыкание на землю в городских распределительных сетях 10 кВ. Обоснована необходимость разработки МЛП в городских распределительных сетях 10 кВ. В заключении главы детализируются задачи исследования, решаемые в диссертационной работе.

Во второй главе разработана и описана МЛП при МКЗ в кабельных линиях 10 кВ в городских распределительных сетях с применением датчиков короткого

замыкания. Разработана модель герконового датчика короткого замыкания для городских кабельных сетей 10 кВ. Выполнен технико-экономический анализ, который позволяет констатировать, что примерная стоимость одного комплекта разработанных датчиков короткого замыкания в 3,8 раза меньше стоимости самого дешевого комплекта датчиков.

Разработана МЛП при ОЗЗ в кабельных линиях 10 кВ в городских распределительных сетях с применением последовательного деления и перегруппирования сети на участки. Обоснована необходимость моделирования перенапряжений, возникающих при переключениях в распределительных сетях 10 кВ во время однофазного замыкания на землю.

В третьей главе создана имитационная модель распределительной сети 10 кВ для исследования перенапряжений, возникающих при переключениях во время ОЗЗ с использованием разработанной МЛП. Установлено, что перенапряжения, сопровождающие переключения в сети 10 кВ во время ОЗЗ, не превышают перенапряжений, возникающих в момент появления ОЗЗ.

В четвертой главе проведено обоснование применения разработанных МЛП. Определено, что применение разработанной МЛП при МКЗ в кабельных линиях 10 кВ позволяет значительно сократить время выявления повреждения и восстановления нормального электроснабжения потребителей. Установлено, что применение разработанной МЛП при ОЗЗ в кабельных линиях 10 кВ позволяет не только быстрее локализовать данное повреждение, но и в отдельных случаях полностью исключить перерывы электроснабжения потребителей в ходе поиска повреждения.

В заключении изложены основные выводы и результаты работы.

В приложении приведены справка о внедрении результатов работы и свидетельство о регистрации патента на полезную модель.

Глава 1 Анализ существующих способов локализации повреждений кабельных линий 10 кВ при эксплуатации городских распределительных сетей

1.1 Общие сведения о городских распределительных электрических сетях

1.1.1 Особенности исполнения городских распределительных электрических сетей

В настоящий момент городские электрические сети являются сложнейшей инженерной системой. Государственные учреждения, жилищно-коммунальное хозяйство, объекты промышленности, различные виды электротранспорта, а также системы управления и контроля – всё это входит в состав мегаполиса, и работа всех этих структур напрямую зависит от электроснабжения. Так как городская система электроснабжения включает в себя несколько классов напряжения, то её принято делить на две части: сети напряжением 35 – 220 кВ и напряжением 10(6) – 20 кВ [102]. Наиболее массовой и, соответственно, повреждаемой частью городского электроснабжения являются сети 10(6) – 20 кВ [93]. Центры питания (ЦП) в сетях данного класса напряжения представляют собой сборные шины главных понизительных подстанций (ГПП). Именно сети среднего напряжения осуществляют распределение электроэнергии между районами города. Поэтому технологические инциденты, возникающие в процессе передачи электроэнергии, могут привести не только к существенным экономическим потерям, но и к аварийным последствиям. Линии электропередачи в городских сетях преимущественно выполнены кабелями, так как они обладают высокой надежностью, электробезопасностью и эстетичностью, соответствующей городским условиям [44,85]. Нейтраль трансформаторов на ГПП может быть изолирована от земли, либо заземлена через специальные дугогасящие устройства. Поэтому тип нейтрали в сетях среднего напряжения это индивидуальный момент [43,119].

Согласно известным общепринятым положениям главным достоинством изолированной нейтрали является отсутствие короткозамкнутого контура через землю и нейтраль при однофазных замыканиях на землю. Следовательно, малый ток замыкания на землю позволяет продолжать работу сети без отключения потребителей. Таким образом, сокращаются перерывы электроснабжения, косвенно повышается ресурс силовых выключателей, и снижаются требования к заземляющим устройствам [30,72]. Однако эти преимущества потеряли свою актуальность из-за присущего данному режиму нейтрали электротравматизма в месте замыкания. К недостаткам изолированной нейтрали также относятся: повышенные требования к межфазной изоляции, дуговые перенапряжения, феррорезонансные явления и сложность построения селективных защит от ОЗЗ. Перечисленные недостатки отмечаются в работах многих авторов [35,57,87]. Основной их причиной является замыкание на землю через дугу. Поэтому, в настоящий момент, для городских электрических сетей наиболее распространенным решением проблем, связанных с ОЗЗ, является компенсация емкостного тока на землю с помощью дугогасящего реактора (ДГР). Работа сети с данным режимом нейтрали (компенсированная нейтраль) позволяет ограничивать дуговые замыкания. Более того к преимуществам компенсированной нейтрали перед изолированной относятся:

- уменьшение тока замыкания на землю;
- снижение перенапряжений, возникающих при дуговом замыкании;
- увеличение разрешенной продолжительности работы в режиме замыкания на землю.

Эти преимущества повышают условия электробезопасности и увеличивают время на поиск ОЗЗ. Однако недостаток в сложности построения селективных защит до сих пор сохраняется. Так же автоматическая компенсация ДГР имеет высокую стоимость, а диапазон этой компенсации не всегда позволяет полностью ограничить ток ОЗЗ, что необходимо для городских разветвленных сетей.

По мнению многих авторов [49,80,103] комплексным решением проблемы селективности защит от ОЗЗ может стать применение резистивного заземления

нейтрали. Это решение находит положительные отзывы, так как решается не только проблема селективности защит, но и в перспективе возможна автоматизация процесса поиска линии с ОЗЗ. При этом отдается предпочтение низкоомному заземлению нейтрали. Согласно работам авторов [35,56], внедрение резистивной низкоомной нейтрали позволит подобрать активную составляющую тока замыкания на землю такой величины, которая будет необходима для селективной работы защит от ОЗЗ. Однако существует противоречие между повышением чувствительности защит от ОЗЗ и, как следствие этому, увеличением тока ОЗЗ [87]. Помимо того, что ток ОЗЗ может достигать тысяч ампер, возможен перенос опасного потенциала в сеть потребителей. Так же нагревающийся при ОЗЗ резистор повышает пожароопасность, особенно в закрытых распределительных устройствах [96,97,104]. Согласно требованиям ГОСТ Р 50571.18-2000 [26], на подстанциях 10/0,4 кВ напряжение замыкания на заземляющее устройство не должно превышать 450 – 500 В. При этом предельно допустимый ток замыкания на заземляющее устройство:

$$I_{зуп}^{(1)} = (450 - 500) / r_3, \quad (1)$$

где r_3 – сопротивление заземляющего устройства.

Поэтому данный ток не должен превышать десятков ампер, чего можно добиться путем уменьшения сопротивления заземляющего устройства. Однако подобное решение окажется экономически невыгодным и технически сложно реализуемым [49,50]. Учитывать металлические оболочки кабельных линий в качестве уменьшения сопротивления между заземляющими устройствами не представляется возможным в городских условиях. Алюминиевые оболочки подвержены разрушению вследствие коррозии, а свинцовые не могут быть использованы по требованиям п. 1.7.123 ПУЭ [74]. На сегодняшний момент отсутствует регламентация со стороны государственного стандарта по внедрению резистивной нейтрали. В возникшем противоречии требования

электробезопасности превышают требования селективности защит. Следовательно, исходя из текущей ситуации, уменьшение тока ОЗЗ приводит к длительному сохранению аварийного режима. Несмотря на это, компенсация емкостного тока на землю является наиболее распространенным решением в городских распределительных сетях России [58,64].

Согласно статистическим данным по повреждаемости электросетевого оборудования перерывы электроснабжения могут произойти как в результате аварийного повреждения элементов сети, так и в процессе запланированного ремонта. Длительность перерыва электроснабжения определяется организационными и техническими мероприятиями по обслуживанию сети: объемом и качеством проведения ремонта, проведением профилактических испытаний, оперативно-диспетчерским управлением, организацией дежурного и ремонтного персонала [20,47,118]. В таблице 1 приведены статистические данные по повреждаемости электрических сетей и длительности перерывов [93].

Таблица 1 – Статистические данные по повреждаемости электрических сетей и длительности перерывов в работе

Вид линии городской электросети	Класс напряжения	Средняя повреждаемость, км/год	Длительность перерыва электроснабжения, ч	
			внезапный	плановый
Кабельные линии	10 кВ	0,045	10	6
	6 кВ	0,033	10	6
	до 1 кВ	0,15	10	6
Воздушные линии	10 кВ	0,2	2,5	12
	6 кВ	0,2	2,5	12
	до 1 кВ	0,3	2,5	6

Согласно представленным сведениям средняя повреждаемость кабельных линий в несколько раз ниже показателей воздушных линий. При этом длительность перерыва электроснабжения кабельной линии во столько же раз больше длительности перерыва воздушной линии. Это связано с тем, что устранению повреждения кабеля предшествует целый цикл работ: отыскание, либо уточнение места повреждения, земляные работы, монтаж соединительных муфт, испытание

восстановленной линии повышенным напряжением. Время выполнения данных работ может увеличиваться при подготовке рабочего места и допуске ремонтного персонала.

Для проведения анализа повреждаемости кабельных линий 10 кВ рассмотрены распределительные сети Автозаводского района г. Тольятти. Данный район имеет численность населения около 430 тыс. человек, сравнимую с крупным региональным городом. Количество аварийных отключений, вызванных повреждением кабельных линий 10 кВ за пятилетний период, сведено в таблицу 2.

Таблица 2 – Количество аварийных отключений, вызванных повреждением КЛ- 10 кВ

Номер месяца		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Всего за год
Количество отключений по годам, шт.	2016	3	2	2	3	4	3	6	2	2	1	2	6	36
	2017	2	2	6	6	6	5	6	4	5	2	1	5	50
	2018	3	3	4	4	4	1	9	3	10	2	1	5	49
	2019	1	3	1	4	7	8	7	8	2	2	2	8	53
	2020	4	3	5	7	4	1	9	1	1	5	0	2	42

График общегодового количества отключений за пятилетний период представлен на рисунке 1.

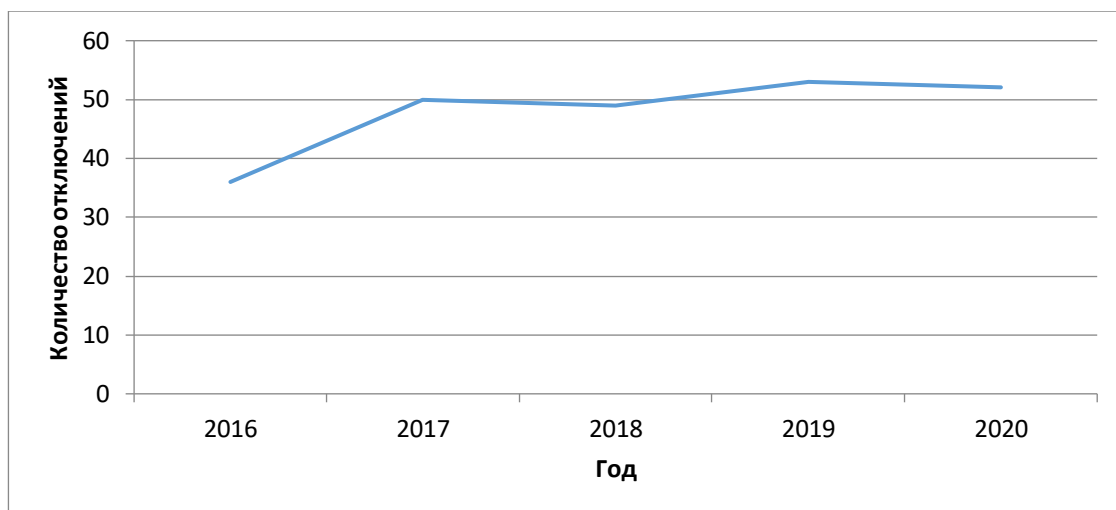


Рисунок 1 – График общего количества отключений за пятилетний период

Исходя из графика, представленного на рисунке 1, видно, что отключения, вызванные повреждениями кабельных линий, происходят неравномерно и их общее количество увеличивается. Виды повреждений кабельных линий за указанный период указаны в таблице 3.

Таблица 3 – Виды повреждений КЛ-10 кВ за пятилетний период

Вид повреждения КЛ	Количество отключений за год					Процент от общего количества
	2016	2017	2018	2019	2020	
Многофазные короткие замыкания	20	28	29	30	24	55% - 57%
Однофазные замыкания на землю	8	14	11	13	12	23% - 24%
Обрывы	8	8	9	10	6	19% - 22%

Согласно сведениям, приведенным в таблице 3, количество обрывов КЛ-10 кВ несколько меньше количества однофазных замыканий на землю. Основная доля обрывов приходится на порывы кабелей в ходе земляных работ строительными организациями. Количество данных повреждений увеличивается в летний период. Подтверждением этого является повышенное количество отключений, которое представлено в таблице 2.

Если для устранения порыва КЛ-10 кВ производство аварийно-восстановительных работ возможно организовывать сразу, то устранению ОЗЗ и МКЗ предшествует локализация поврежденного участка. Исходя из сведений, представленных в таблице 3, видно, что именно данные виды замыканий составляют наибольшую долю от общего количества повреждений кабельных линий. Поэтому локализация МКЗ и ОЗЗ в КЛ-10 кВ является одной из главных задач при возобновлении электроснабжения в аварийных ситуациях.

1.1.2 Конфигурация схемы городских распределительных сетей

Согласно ПУЭ [74], электрическая схема должна удовлетворять требованиям надежности электроснабжения. В связи с этим условием в городских электросетях чаще всего применяются кольцевые и двухлучевые схемы построения распределительной сети. По данным схемам электроснабжение проектируется таким образом, чтобы передача электрической энергии осуществлялась посредством двух звеньев, то есть с применением распределительных пунктов (РП), которым предшествуют главные понизительные подстанции (рисунок 2). Подобные схемные решения применяются в относительно крупных городах с количеством жителей более 250 тысяч человек. Согласно инструкции для городских распределительных сетей [77] рекомендованным классом напряжения является напряжение 10 кВ. При этом центрами питания в распределительных сетях являются сборные шины ГПП. По отходящим присоединениям ГПП электрическая энергия распределяется между РП.

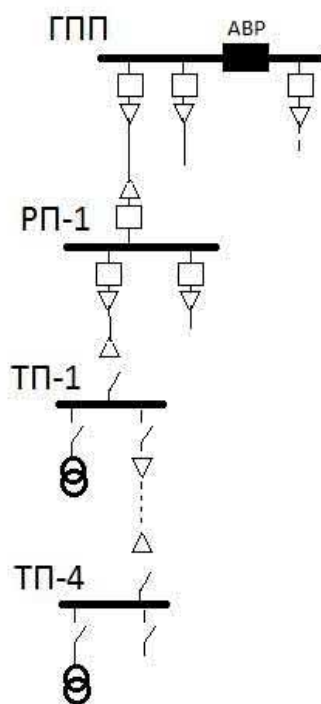


Рисунок 2 – Упрощенная электрическая схема сети 10 кВ

Так как автоматизация электроснабжения должна быть согласована с устройствами автоматической частотной разгрузки (АЧР), то автоматическое резервирование питающих секций шин 10 кВ предусматривается на ГПП. Это требование реализуется таким образом, чтобы действиями автоматического ввода резерва (АВР) не ликвидировалось снижение частоты в системе при работе АЧР [13,18,66]. Применение АВР на РП должно быть обосновано, так как контроль за его срабатыванием требует не только согласования с другими видами защит, но и телемеханического контроля. Таким образом, отходящие присоединения РП в основном не имеют автоматического резерва по стороне 10 кВ. По этим отходящим присоединениям с соответствующих секций шин РП запитаны цепочки трансформаторных подстанций (ТП), которые обеспечивают электроэнергией абонентов. В двухлучевой, а также в многолучевой схеме автоматическое резервирование ответственных потребителей выполняется на двухтрансформаторных ТП [102]. Чтобы удовлетворить требованиям надежности потребителей первой категории, АВР устанавливается на стороне 0,4 кВ с использованием секционного автоматического выключателя. Следовательно, всё коммутационное оборудование ТП также должно быть выполнено на автоматических выключателях. Согласно степени обеспечения надежности электроприёмников городских зданий наибольшая доля потребителей относится ко второй и третьей категориям электроснабжения [21,93]. Поэтому вышеописанные ТП с АВР по стороне 0,4 кВ встречаются редко.

Структура кабельных сетей выглядит следующим образом. Секции РП запитаны от двух независимых источников посредством вводных КЛ соответствующего класса напряжения. Секции шин РП работают отдельно и в случае необходимости имеют межсекционную перемычку. От шин РП подключены двухтрансформаторные ТП. Отходящие линии ТП запитывают потребителей как по радиальной, так и по магистральной схеме. Для электроснабжения многоэтажных жилых домов практикуется радиально-магистральная схема с переключателями на вводном распределительном устройстве.

Описанная схема отвечает требованиям надежности электроснабжения городских потребителей и является наиболее целесообразной. Типичная двухлучевая распределительная схема представлена на рисунке 3 [102]. На данной схеме представлен только средний класс напряжения, трансформаторы в ТП и низковольтное оборудование на схему не нанесено. Коммутационная аппаратура ТП на стороне 10 кВ выполнена выключателями нагрузки. При помощи данных аппаратов возможно производить оперативные переключения только при токах, не превышающих номинальные [51]. Соответственно, автоматического отключения, возникающего при повреждении какого-либо элемента, не предусматривается.

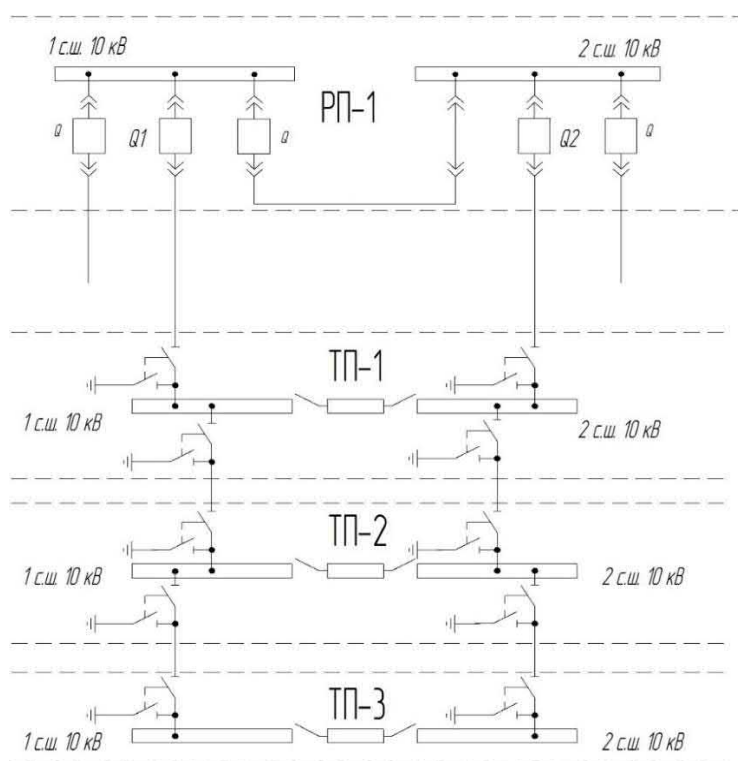


Рисунок 3 – Принципиальная двухлучевая схема распределительной сети

Приведенная система нашла в себе весомое технико-экономическое обоснование, так как обслуживание таких подстанций намного дешевле, чем подстанций с силовыми выключателями и сложно отстраиваемой релейной защитой [46,55]. Более того подобные схемы обладают хорошей манёвренностью при повреждении какой-либо части оборудования ТП. Эти преимущества

актуальны и в настоящее время, поэтому двухлучевые схемы часто применяются в городских распределительных сетях. Однако данные схемы имеют недостатки в надежности и эксплуатации, решение которых требует применения особых методик.

1.2 Анализ действующей методики локализации многофазных коротких замыканий в городских распределительных сетях

1.2.1 Релейная защита кабельных линий от многофазных коротких замыканий в городских распределительных сетях

В качестве основного вида защиты сетей 6-10-35 кВ применяется комплекс максимальной токовой защиты с выдержкой времени (МТЗ) и мгновенной токовой отсечки (МТО) [13]. Так как основная защита должна обеспечивать отключение повреждаемого элемента с временем меньшим чем у других защит этого элемента, то, казалось бы, целесообразней применять МТО. Однако, хотя и МТО имеет меньшее время срабатывания, она не обладает абсолютной селективностью и защищает только часть линии.

На рисунке 4 представлена упрощенная структурная схема распределения электроэнергии в микрорайоне. Исходя из принципа построения городских электрических схем, от отдельно работающих секций шин ГПП подключаются соответствующие шины РП. Далее от РП подключены шины ТП. По структурной схеме можно сделать вывод, согласно которому ячейки 1 и 2, а также остальные, попарно соответствующие им, принадлежат к разным взаиморезервируемым секциям. Это также относится и к вводным ячейкам 1 и 2 на всех РП (РП-1, РП-2, РП-3, РП-4).

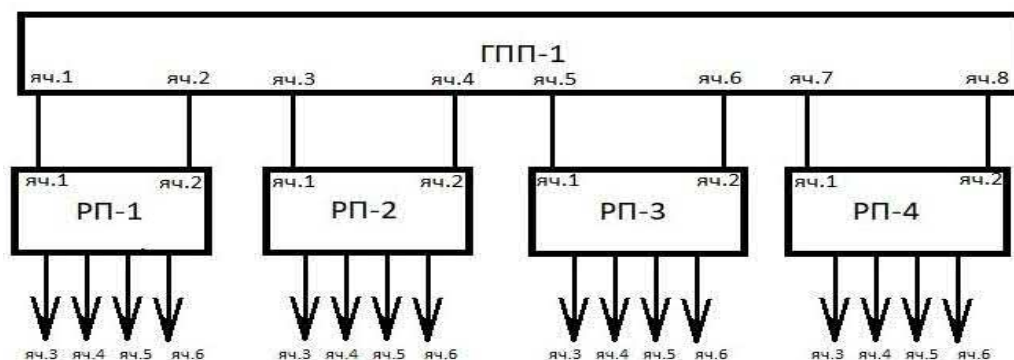


Рисунок 4 – Упрощенная структурная схема электроснабжения микрорайона

При расчете защит от токов короткого замыкания (КЗ) обязательно предусматривается защита дальнего резервирования. Так как подобной защитой может являться только МТЗ, то выдержка времени должна подбираться в соответствии с времятоковой характеристикой. Согласно картам селективности, степень выбирается таким образом, чтобы на шинах вводного выключателя ГПП выдержка времени была не более 2 секунд [98]. Для дальнейшего обеспечения селективности на отходящих линиях, а именно ячейках – 1,2,3,4,5,6,7,8 (рисунок 4) выдержка равна 1 секунде. Соответственно, на вводных выключателях РП это время составляет 0,5 секунды. Поэтому степень селективности на РП является последней, так как далее по схеме она быть реализована просто не может [82,84]. Таким образом, для обеспечения условий селективности на отходящих ячейках РП предусматриваются токовые отсечки, время срабатывания которых 0,2-0,3 секунды. Для воздушных линий исправление неселективной работы отсечки осуществляется применением автоматического повторного включения (АПВ) однократного действия. Но для кабельных линий подобные решения не применяются [13]. Соответственно при отключении на РП отходящей ячейки, отключится вся цепочка ТП по одной секции вместе с неповрежденными КЛ-10 кВ. В свою очередь отсечка, предусматриваемая в двухфазном исполнении, отстраивается от токов КЗ на шинах 0,4 кВ ТП. При большой массовости линий 10 кВ и местных технико-экономических условиях с ГПП напрямую могут быть запитаны цепочки ТП. В таком случае защита этих линий подбирается без выдержки времени.

1.2.2 Локализация многофазных коротких замыканий в городских распределительных сетях с применением действующей методики

Исходя из приведенной структуры сетей, можно сделать вывод, согласно которому в городских электрических сетях не выполняется требование селективности в звене РП – ТП. Таким образом, появляется необходимость предварительного выявления повреждения, путем проведения оперативных переключений и измерений сопротивления изоляции. Действующая методика локализации МКЗ в городских кабельных сетях может быть представлена в виде алгоритма (рисунок 5).

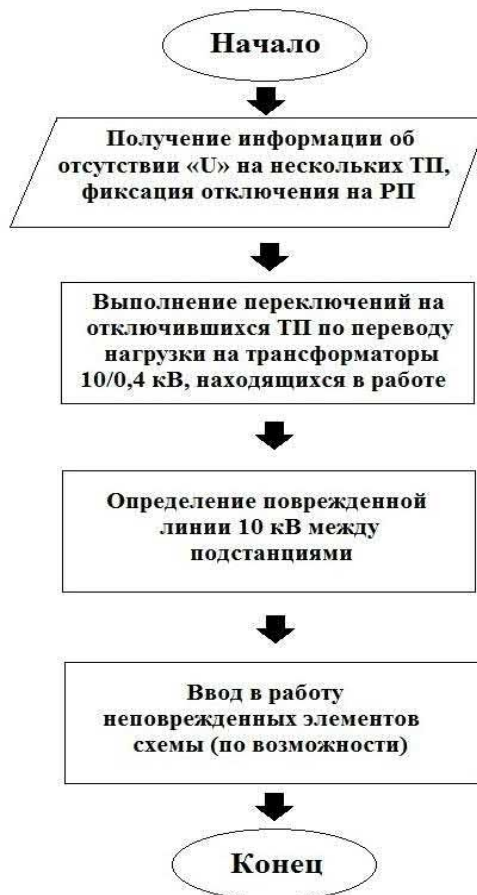


Рисунок 5 – Существующий алгоритм локализации МКЗ

Процесс локализации заключается в выполнении переключений, направленных на восстановление электроснабжения потребителей и переключений по подготовке схемы к выявлению поврежденной линии. Так как данные

переключения характеризуют общее время локализации, то для проведения анализа действующей МЛП МКЗ необходимо рассмотреть количество переключений ($n_{\text{перекл.}}$), которые следует выполнить в ходе локализации и количество электроустановок, на которых проводятся переключения ($n_{\text{эл.уст-ок}}$). Используя эти параметры, время локализации повреждения и время восстановления электроснабжения потребителей (t) можно определить в виде:

$$t = n_{\text{перекл.}} \cdot t_{\text{перекл.}} + n_{\text{эл.уст-ок}} \cdot t_{\text{переезда}}. \quad (2)$$

Для проведения расчетов необходимы такие параметры как условное время выполнения одной операции ($t_{\text{перекл.}}$) и время переезда между подстанциями ($t_{\text{переезда}}$). Время выполнения одной операции с коммутационным аппаратом во многом зависит от типа оборудования. Исходя из необходимости быстрого проведения переключений, примем $t_{\text{перекл.}} = 2$ мин. с учетом проверочной операции. Расстояния между подстанциями в городских условиях могут значительно отличаться друг от друга. Более того, в пути существуют все факторы дорожного трафика. Поэтому в городских условиях время локализации в основном зависит от времени переезда между ТП [46,102]. Исходя из этого примем $t_{\text{переезда}} = 5$ мин. Так же при оперативном обслуживании электрических сетей необходим учет времени восстановления электроснабжения потребителей [58,74]. Для действующей МЛП время фиксируется с момента аварийного отключения до выполнения последнего переключения по переводу нагрузки на резервный источник питания. Время восстановления электроснабжения будет рассчитываться по формуле (2). Поэтому определение количества переключений и количества электроустановок, в которых следует выполнить переключения, необходимо при расчете общего времени локализации, а анализ данных параметров позволит выявить недостатки действующей МЛП.

Для подробного изложения существующей методики необходимо рассмотреть электрическую схему участка городской сети. Распределительная сеть по стороне 10 кВ с РП и отходящими от них ТП представлена на рисунке 6.

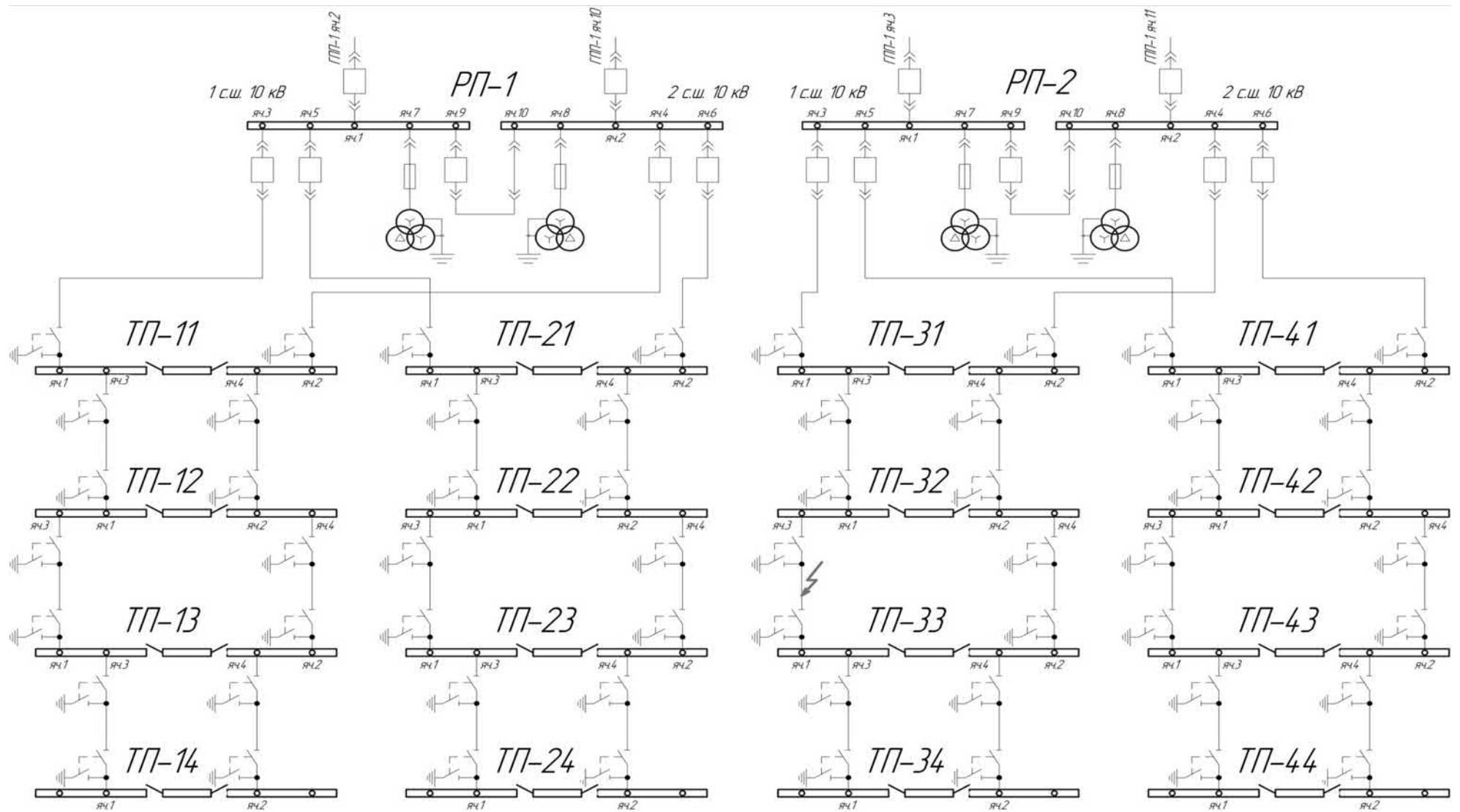


Рисунок 6 – Упрощенная однолинейная схема участка городской электрической сети

Нумерация ТП представлена двумя цифрами: первая – указывает принадлежность подстанции к магистрали (цепочке), а вторая соответствует порядковому номеру подстанции в заданной магистрали. В случае возникновения МКЗ в кабельной линии 10 кВ между ТП-32 и ТП-33, произойдет отключение яч.3 на РП-2 (рисунок 6). Таким образом, вся магистраль ТП по 1-й секции сборных шин 10/0,4 кВ окажется обесточенной. При отсутствии телемеханики и устройств видеонаблюдения, информация о подобных отключениях передается на диспетчерский пункт непосредственно от потребителей. Фиксация отключения происходит путем личного осмотра на РП оперативным персоналом, и уже с этого момента возможно предпринимать действия по устранению технологического нарушения. Согласно требованиям правил [72,94], переключения выполняются после проведения осмотра электроустановки. Алгоритм дальнейших рекомендованных действий будет рассмотрен исходя из того, что каждая двухтрансформаторная ТП в этой цепи выполнена по типовому проекту (рисунок 7) [102].

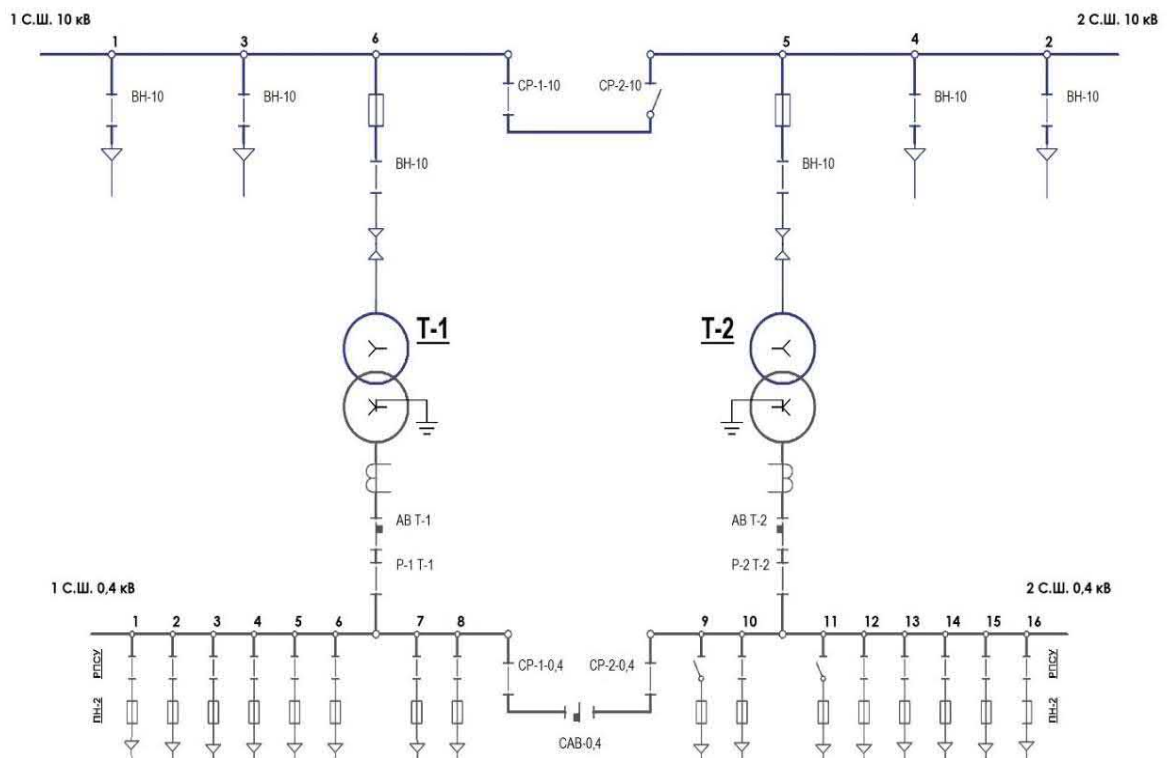


Рисунок 7 – Оперативная однолинейная электрическая схема ТП

После фиксации аварийного отключения, на каждой ТП требуется восстановить нормальное электроснабжение потребителей. Используя оперативные наименования коммутационных аппаратов (рисунок 7), на ТП-31,32,33,34 производятся переключения в следующем порядке:

- отключить АВ-Т-1;
- отключить Р-1-Т-1;
- включить САВ 0,4 кВ.

После восстановления электроснабжения потребителей необходимо подготовить схему ТП по стороне 10 кВ для проведения измерения сопротивления изоляции КЛ-10 кВ с целью определения причины отключения и выявления дефекта. Конкретно для данной схемы целесообразнее производить измерения на ТП-31 и ТП-33 (рисунок 6), так как на них есть возможность проверить сразу и вводную и отходящую кабельную линию [41]. Учитывая, что на РП-1 после проведения осмотра отключившегося выключателя был создан видимый разрыв, необходимый для безопасности работ, то последовательность переключений следующая:

- отключить ВН-10 кВ яч.1 на ТП-32;
- отключить ВН-10 кВ яч.3 на ТП-32;
- отключить ВН-10 кВ яч.1 на ТП-31;
- отключить ВН-10 кВ яч.3 на ТП-31;
- отключить ВН-10 кВ яч.6 на ТП-31.

После этого возможно производство работ по измерению сопротивления изоляции КЛ-10 кВ между ТП-31 яч.1 и РП-1 яч.3 и КЛ-10 кВ между ТП-31 яч.3 и ТП-32 яч.1. Измерения проводятся на ТП-31 оперативным персоналом аварийно-диспетчерской службы с предварительным выполнением мер безопасности. После проведения этих работ возникает необходимость проверки последующих КЛ-10 кВ в отключившейся магистрали, так как повреждение не найдено. Аналогичные переключения производятся на ТП-33 и ТП-34:

- отключить ВН-10 кВ яч.1 на ТП-33;
- отключить ВН-10 кВ яч.3 на ТП-33;

- отключить ВН-10 кВ яч.6 на ТП-33;
- отключить ВН-10 кВ яч.1 на ТП-34.

Далее, таким же способом проверяется изоляция кабельных линий 10 кВ между ТП-33 яч.1 и ТП-32 яч.3 и между ТП-33 яч.3 и ТП-34 яч.1 на ТП-33. После обнаружения поврежденной КЛ-10 кВ между ТП-33 яч.3 и ТП-34 яч.1, в соответствии с рисунком б, необходимо привести схему к разделному виду. Для обеспечения наибольшей надежности должно быть подано напряжение, где это возможно, на отдельные секции шин 10/0,4 кВ. Следовательно, следует произвести переключения:

- включить ЛР-10 кВ яч.3 на РП-2;
- включить В-10 кВ яч.3 на РП-2;
- включить ВН-10 кВ яч.1 на ТП-31;
- включить ВН-10 кВ яч.6 на ТП-31;
- включить Р-1-Т-1 на ТП-31;
- включить АВ-Т-1 на ТП-31;
- отключить САВ-0,4 кВ на ТП-31;
- отключить ВН-10 кВ яч.6 ТП-34
- включить СР-2-10 на ТП-34
- включить ВН-10 кВ яч.6 на ТП-34;
- включить Р-1-Т-1 на ТП-34;
- включить АВ-Т-1 на ТП-34;
- отключить САВ-0,4 кВ на ТП-34.

Первые секции 10 кВ на ТП-32 и ТП-33 остаются выведенными в резерв для последующих работ по отысканию места повреждения КЛ-10 кВ, земляных работ, монтажа муфт и высоковольтных испытаний после монтажа. Придерживаясь данного алгоритма, было подсчитано количество переключений, а также количество посещений ТП, необходимых для восстановления электроснабжения потребителей. Полученные результаты сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Сведения о переключениях, производимых при восстановлении электроснабжения потребителей

Действия оперативного персонала	Наименование электроустановки	Наименование коммутационного аппарата
Последовательность выполнения переключений	РП-1	Отключить ЛР-10 кВ яч.3
	ТП-31	Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
	ТП-32	Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
	ТП-33	Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
	ТП-34	Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
Количество заходов в электроустановку ($n_{\text{эл.уст-ок}}$) и переключений ($n_{\text{перекл.}}$)	5	13

С учетом приведенных данных, а также принятого времени выполнения одной операции ($t_{\text{перекл.}} = 2$ мин.) и времени переезда между подстанциями ($t_{\text{переезда}} = 5$ мин.) возможно рассчитать время восстановления электроснабжения потребителей после аварийного отключения. Для этого полученные параметры $n_{\text{эл.уст-ок}}$ и $n_{\text{перекл.}}$ из таблицы 4 подставляются в формулу (2). Результатом данного расчета является время восстановления электроснабжения, которое равно 51 минуте.

После того как нормальное электроснабжение потребителей восстановлено производятся оперативные переключения по локализации поврежденного кабельного участка. Совместно с этим, по возможности, вводятся в работу неповрежденные элементы схемы. Сведения о данных переключениях внесены в таблицу 5.

Таблица 5 – Сведения о переключениях, производимых при локализации поврежденной КЛ-10 кВ

Действия оперативного персонала	Наименование электроустановки	Наименование коммутационного аппарата
Последовательность выполнения переключений	ТП-32	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.3
	ТП-31	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.3 Отключить ВН-10 кВ яч.6
	ТП-34	Отключить ВН-10 кВ яч.1
	ТП-33	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.3 Отключить ВН-10 кВ яч.6
	РП-1	Включить ЛР-10 кВ яч.3 Включить В-10 кВ яч.3
	ТП-31	Включить ВН-10 кВ яч.1 Включить ВН-10 кВ яч.6 Включить Р-1-Т-1 Включить АВ-Т-1 Отключить САВ-0,4 кВ
	ТП-34	Отключить ВН-10 кВ яч.6 Включить СР-2-10 Включить ВН-10 кВ яч.6 Включить Р-1-Т-1 Включить АВ-Т-1 Отключить САВ-0,4 кВ
Количество заходов в электроустановку ($n_{эл.уст-ок}$) и переключений ($n_{перекл.}$)	7	22

Подставляя параметры из таблицы 5 в формулу (2), время выполнения локализации поврежденного кабеля будет равно 79 минутам. Операции с коммутационными аппаратами выполняются в строгой последовательности действий в соответствии с нормативными правилами [73,93] и инструкцией по ликвидации технологических нарушений [75,76].

Полученное время рассчитано исходя из того, что принятые характеристики носят детерминированный характер. Более того при локализации не было учтено время работы по измерению сопротивления изоляции, которое требует предварительного выполнения технических мероприятий [71,73].

Исходя из сведений, представленных в таблице 5, видно, что переключения, выполняемые на РП-2, ТП-31 и ТП-34 не привели к установлению дефекта. Данные

переключения выполнялись для проверки изоляции неповрежденных линий. То есть если бы повреждение между ТП-32 и ТП-33 было известно сразу же после отключения, то не было бы необходимости в проверке изоляции других линий. Также, согласно сведениям из таблицы 4, восстановление электроснабжения потребителей производится переводом нагрузки на вторые трансформаторы. Однако после установления дефекта, на ТП-31 и ТП-34 первые трансформаторы вводятся в работу по отдельной схеме. Таким образом, в действующей МЛП при МКЗ в кабельных линиях 10 кВ существуют действия, которые возможно упразднить.

В городских условиях нередко встречаются магистральные схемы с однотрансформаторными подстанциями. Локализация повреждений в подобных сетях может занимать продолжительное время [2]. На рисунке 8 представлена магистральная схема однотрансформаторных комплектных трансформаторных подстанций (КТП).

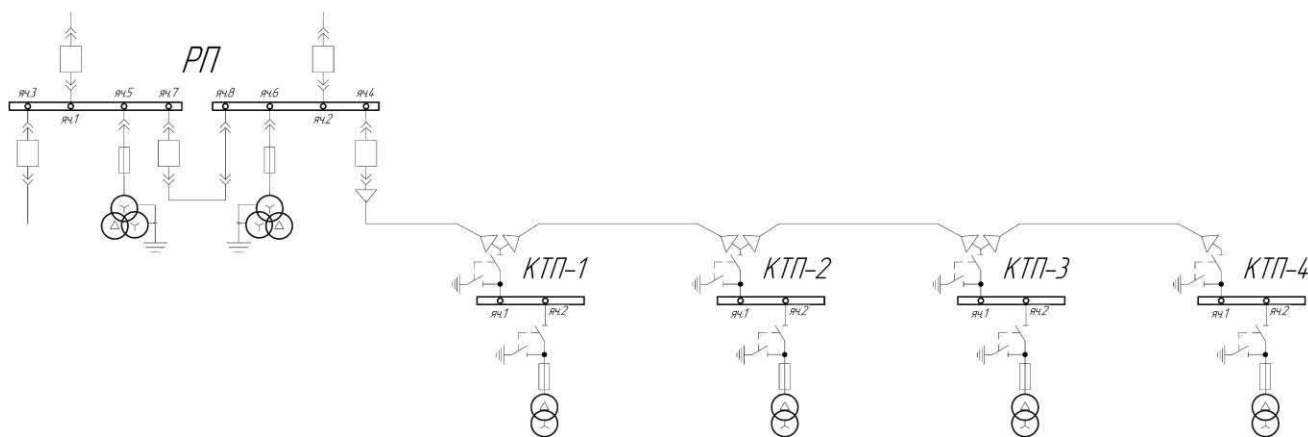


Рисунок 8 – Упрощенная однолинейная схема однотрансформаторных КТП

При возникновении МКЗ в КЛ-10 кВ между КТП, произойдет отключение яч.4 на РП. Так как в данном случае возможность резервирования отсутствует, то восстановление электроснабжения потребителей может быть осуществлено после проведения аварийно-восстановительных работ, которым предшествует локализация поврежденной линии. Установление дефекта производится с помощью измерения сопротивления изоляции каждой линии в отключившейся

магистрала. Исходя из схемы, представленной на рисунке 8, видно, что существует необходимость ещё и отсоединения кабельных линий 10 кВ на каждой КТП. Как показывает практика, только установление дефекта в подобных схемах может занимать несколько часов.

Таким образом, обоснована возможность оптимизации действующей МЛП при МКЗ в кабельных линиях 10 кВ. Данное действие может быть реализовано при мгновенном установлении дефекта. Внедрение специальной индикации, указывающей на поврежденную между подстанциями линию, позволило бы оптимизировать действующую методику локализации.

1.3 Анализ действующей методики локализации однофазных замыканий на землю в городских распределительных сетях

Согласно сведениям, приведенным в таблице 3, однофазные замыкания на землю составляют до 24 % всех повреждений. Близкое значение получено и при анализе повреждаемости городских распределительных сетей, проведенного в работе [44]. Соответственно своевременное определение и выявление замыкания на землю необходимо для восстановления нормального электроснабжения потребителей. Также из статистических данных, представленных автором в работе [45], очевидно, что отказы кабельных линий в процессе эксплуатации увеличиваются (рисунок 9).

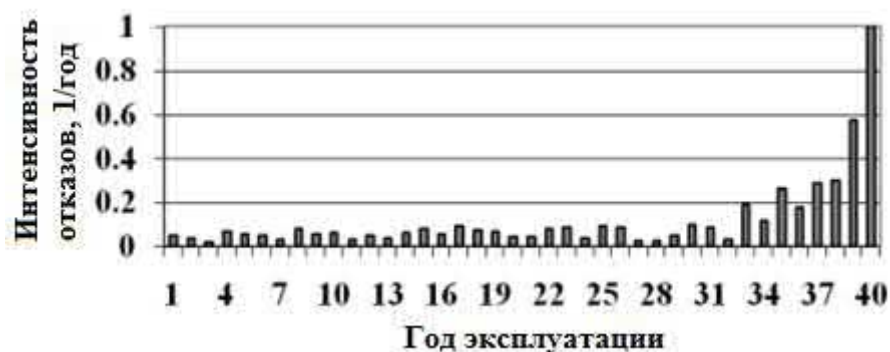


Рисунок 9 – Интенсивность отказов кабельных линий в зависимости от года эксплуатации

Эти сведения показывают актуальность исследования данных повреждений и способов их диагностики. Поэтому анализ действующей МЛП ОЗЗ необходим при решении сформированной проблемы.

1.3.1 Анализ защит от однофазных замыканий на землю в городских распределительных сетях

В настоящее время проблема определения ОЗЗ в городских распределительных сетях среднего напряжения до сих пор актуальна. Ограничение емкостного тока замыкания на землю позволяет продолжать работу сети в режиме однофазного замыкания на землю, тем самым обеспечивая оперативному персоналу больше времени на поиск повреждения [52]. Однако определение поврежденного присоединения не всегда может быть осуществлено существующими защитами от ОЗЗ. Исходя из времени устранения однофазных замыканий на землю [60,61] напрашивается вывод, согласно которому ставится под сомнение селективность существующих защит. Следствием этого стало то, что некоторые производители кабелей адаптировали свою продукцию к возможности повышения фазного напряжения до величины линейного длительностью до 6 часов. Например, для кабелей 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена толщина изоляции увеличена с 3,4 мм до 4 мм [104]. Следовательно, локализация ОЗЗ всё ещё требует значительных временных затрат. Обзор существующих защит от ОЗЗ позволит рассмотреть данную проблему более подробно. Применение приведенных видов защит будет рассмотрено для городских кабельных сетей 10 кВ. Существующие в России и за рубежом защиты разделяются на следующие разновидности.

1.3.1.1 Защиты, основанные на контроле изоляции сети на землю

Основной реагирующей величиной в защитах контроля изоляции сети на землю является напряжение нулевой последовательности, измеряемое с помощью специальной обмотки контроля изоляции. Этот вид защиты чаще всего выполнен посредством специальных трансформаторов напряжения, вторичная обмотка

которых образует фильтр напряжений нулевой последовательности. Поэтому трансформаторы напряжения марки НТМИ до сих пор актуальны в распределительных сетях среднего напряжения. Данный трансформатор напряжения выполнен пятистержневым, в котором имеются две вторичных обмотки (рисунок 10) [98].

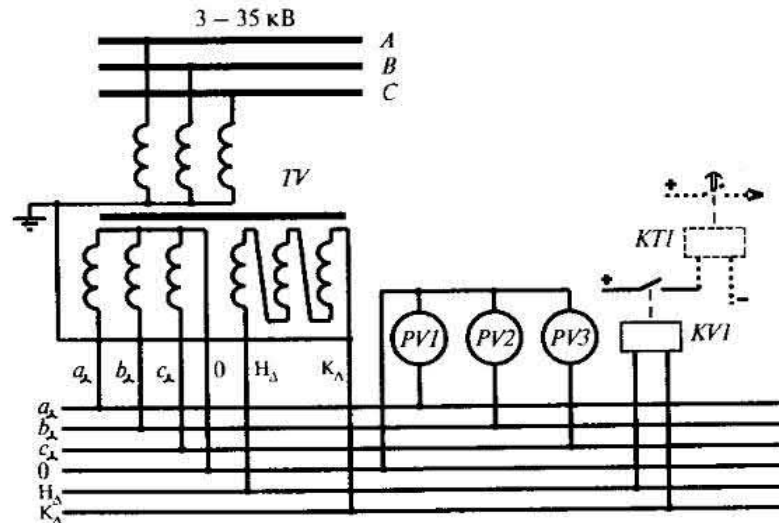


Рисунок 10 – Принципиальная схема измерительного трансформатора напряжения с обмоткой контроля изоляции

Обмотка, соединенная по схеме разомкнутого треугольника, образует фильтр напряжений нулевой последовательности и называется обмоткой контроля изоляции. Другая вторичная обмотка, соединенная в звезду, имеет три вольтметра, включенных на фазные напряжения. В нормальном режиме работы показания вольтметров одинаковы и симметричны. Напряжение в обмотке контроля изоляции отсутствует. При металлическом замыкании фазы на землю обмотка трансформатора напряженной поврежденной фазы сети оказывается замкнутой накоротко и показание ее вольтметра снизится до нуля. Две другие фазы будут находиться под линейным напряжением. Индукция в магнитопроводах этих фаз возрастет в $\sqrt{3}$ раз, и вольтметры покажут линейные напряжения. Появление напряжения нулевой последовательности между фазами в обмотке разомкнутого треугольника приведет к срабатыванию реле напряжения, которое подключено

между соответствующими контактами этой обмотки [100]. Срабатывание реле напряжения приведет к работе указательного реле, которое подает звуковой сигнал. Таким образом, о замыкании фазы на землю узнают по показаниям вольтметров контроля изоляции, указывающих повреждение только на соответствующей секции, не выделяя отходящие присоединения. Также в сетях с компенсированной нейтралью указательное реле подключается к сигнальной обмотке соответствующего дугогасящего устройства.

Простота и дешевизна данных устройств привели к тому, что этот вид защиты от ОЗЗ является самым распространенным. Около 80% всех подстанций России в качестве защиты от ОЗЗ имеют в своём арсенале только подобные трансформаторы напряжения. Так как в напряжении нулевой последовательности высокочастотные составляющие незначительны, то замыкание на землю через дугу мало влияет на достоверность показаний защиты. Этот фактор является достаточно важным преимуществом защит контроля изоляции, так как вероятность возникновения чисто металлических замыканий на землю очень мала [45]. Но, несмотря на это, подобные устройства только сигнализируют о наличии замыкания на секции шин и её отходящих присоединениях, поэтому защитами они являются только в условном смысле. Защиты контроля изоляции сети на землю выполняются на отключение только тогда, когда от секции шин подключено одно единственное отходящее присоединение и нет сомнений, что повреждено именно оно. В остальных случаях защита будет сигнализировать о замыкании на землю до тех пор, пока отходящее присоединение с ОЗЗ не будет отключено. Это производится согласно методу последовательного отключения. Для того чтобы выявить это присоединение в городских распределительных сетях часто возникает необходимость отключения всех РП, отходящих с секции шин ГПП. Поэтому применение данного метода порой несет деструктивный характер, так как массовые перерывы электроснабжения могут существенно повлиять на технологические процессы потребителей. Таким образом, в настоящий момент применение защит контроля изоляции в распределительных сетях целесообразно только при достаточно высокой степени автоматизации и резервирования

электрической сети у потребителей. Поэтому надежность этих защит противопоставлена их полной неселективности для ГПП с двумя и более отходящими присоединениями.

1.3.1.2 Ненаправленные токовые защиты от ОЗЗ

Ненаправленные токовые защиты от ОЗЗ основаны на измерении тока нулевой последовательности на отходящих присоединениях ГПП. Первичным преобразователем при этом могут быть трансформаторы тока, соединенные в фильтр токов нулевой последовательности, или специальные трансформаторы тока нулевой последовательности (рисунки 11) [98]. В приоритете находятся трансформаторы тока нулевой последовательности (ТТНП), так как с помощью них может быть получен наименьший ток нулевой последовательности, необходимый для отстройки тока срабатывания защиты.

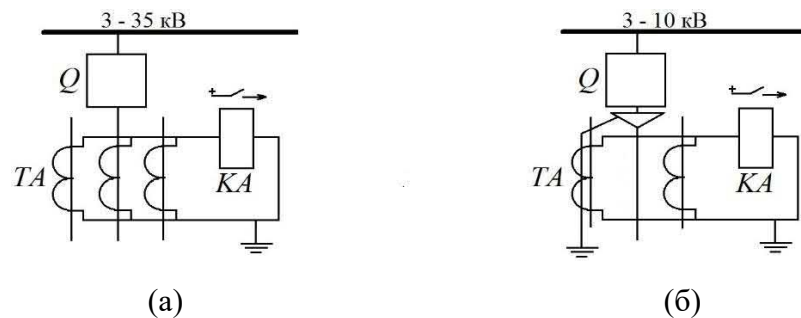


Рисунок 11 – Схемы защиты от ОЗЗ: а) с трехтрансформаторным ФТНП; б) с кабельным ТТНП

ТТНП характеризуются малым током небаланса в нормальном режиме, что обусловлено симметричным расположением кабельных жил к магнитопроводу. Токовое реле подключается к вторичной обмотке ТТНП. При повреждении в линии величина удельного емкостного тока замыкания на землю определяется как [13]:

$$I_{0c}^{(1)} = 3\omega C_0 U_\phi, \quad (3)$$

где ω – циклическая частота;

U_ϕ – фазное напряжение сети;

C_0 – электрическая фазная емкость.

Чувствительность ненаправленных защит производится по расчетам величины [13]:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{с}\Sigma} - I_{\text{с фид.}}}{I_{\text{сз}}} \geq 1,25, \quad (4)$$

где $I_{\text{с}\Sigma}$ – суммарный емкостной ток сети;

$I_{\text{с фид.}}$ – собственный емкостной ток линии;

$I_{\text{сз}}$ – ток срабатывания защиты.

При этом собственный емкостной ток кабельной линии [13]:

$$I_{\text{с фид.}} = I_{0\text{с}}^{(1)} \cdot l. \quad (5)$$

Ток срабатывания защиты определяется как [13]:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot K_{\text{бр}} \cdot I_{\text{с фид.}}, \quad (6)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности;

$K_{\text{бр}}$ – коэффициент броска емкостного тока.

Значение коэффициента чувствительности ненаправленной защиты зависит от суммарного емкостного тока сети $I_{\text{с}\Sigma}$. Если данная величина будет значительно больше емкостного тока защищаемой линии $I_{\text{с фид.}}$, то условие чувствительности будет выполняться. Так как суммарный емкостной ток пропорционален количеству кабельных линий, то защита будет более селективной на подстанции с большим количеством отходящих присоединений. Следовательно, для подстанций с малым емкостным током, чувствительности данной защиты может оказаться недостаточно. Также защиту необходимо отстраивать от тока небаланса, возникающего из-за неодинаковых характеристик трансформаторов тока нулевой последовательности.

Согласно работам [44,90], ненаправленные защиты эффективны в сетях с большим количеством отходящих присоединений с малым емкостным током. Поэтому потребители должны иметь практически одинаковые электрические характеристики и быть подключены через короткие кабели. Под это описание подходят цеха с большим количеством высоковольтных двигателей. Городские распределительные сети имеют совершенно другую структуру. Более того частые переключения в распределительных сетях не позволяют обеспечить постоянные параметры емкости сети. Поэтому ненаправленные защиты от ОЗЗ не способны обеспечить должную селективность срабатывания в условиях городского электроснабжения.

1.3.1.3 Направленные токовые защиты от ОЗЗ

Направленные защиты от ОЗЗ реагируют не только на значение тока, но и на направление мощности замыкания относительно мест включения. По своему принципу действия направленные защиты схожи с ненаправленными защитами, однако направленные реагируют и на ток, и на напряжение нулевой последовательности. Так как движение емкостного тока ОЗЗ происходит в точку замыкания, то определение поврежденного присоединения возможно произвести по этому направлению с помощью реле мощности. Поэтому направленные защиты от ОЗЗ включают в свой состав реле направления мощности, подключенное и к трансформатору тока нулевой последовательности, и к обмотке контроля изоляции трансформатора напряжения. Принципиальная схема подключения направленной защиты от ОЗЗ представлена на рисунке 12 [98].

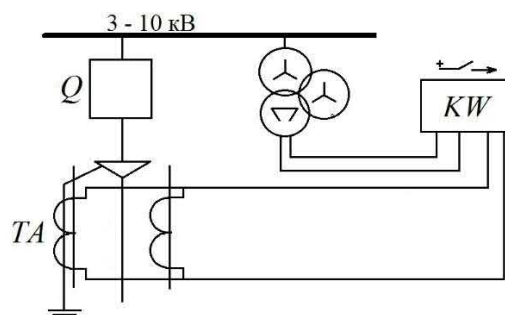


Рисунок 12 – Принципиальная схема подключения направленной защиты от ОЗЗ

Чаще всего направленная защита выполняется на полупроводниковой компонентной базе. В её принцип действия заложено сравнение углов сдвига напряжений, которое производится с помощью специального согласующего устройства. Сравнивается угол сдвига между напряжением в обмотке контроля изоляции трансформатора напряжения и напряжением на выходе усилителя переменного тока. Реле срабатывает при величине угла близкой к нулю, так как данный режим говорит об ОЗЗ на защищаемой линии. Если же угол сдвига близок к 180 градусам, то ток на выходном реле отсутствует, что говорит о внешнем ОЗЗ. Следовательно, принцип действия направленной защиты основан на сравнении направлений утечек между присоединениями одной секции. В линии, где направление утечки совпадает с направлением тока в линии, защита срабатывает либо на сигнал, либо на отключение. Поэтому направление емкостного тока поврежденного присоединения и других отходящих присоединений от ГПП будет противоположно и нет необходимости отстройки защиты от суммарного емкостного тока.

Направленные защиты наиболее распространены в качестве устройств типа ЗЗП-М и ЗЗН. В условиях городских распределительных сетей могут быть применены защиты ЗЗП-1М, так как ЗЗН предназначены для сетей без компенсации емкостного тока. Согласно сведениям, представленным в работах [15,16], защита ЗЗП-1М может обеспечить селективное срабатывание при емкостном токе не менее 0,5-0,6 А. Для этого суммарная протяженность неповрежденных линий должна быть не менее 20-25 км. При приведении электрической схемы к нормальному виду, указанное условие выполнимо в условиях городских распределительных сетей. Однако главным недостатком направленных защит являются неселективные срабатывания при возникновении высших гармоник, сопровождающих дуговые замыкания на землю [99]. Поэтому применение данных защит не позволяет обеспечить необходимые селективные срабатывания в условиях городских распределительных сетей.

1.3.1.4 Защиты на токах высших гармоник

Данные защиты основаны на измерении высших гармоник в сети. Так как дуговые однофазные замыкания на землю характеризуются повышенным содержанием высших гармоник, то их регистрация целесообразна при определении поврежденной линии. Возникновение субгармонических составляющих тока характерно для всех типов нейтралей [57]. По своему принципу действия данные защиты могут подразделяться на защиты, реагирующие на абсолютное и относительное значение высших гармоник [6,22]. Принцип действия защит абсолютного замера основан на выявлении фактических значений высших гармоник и их сравнении с заданной уставкой. Наиболее распространенным типом данных устройств является УСЗ-2/2 (рисунок 13) [98].

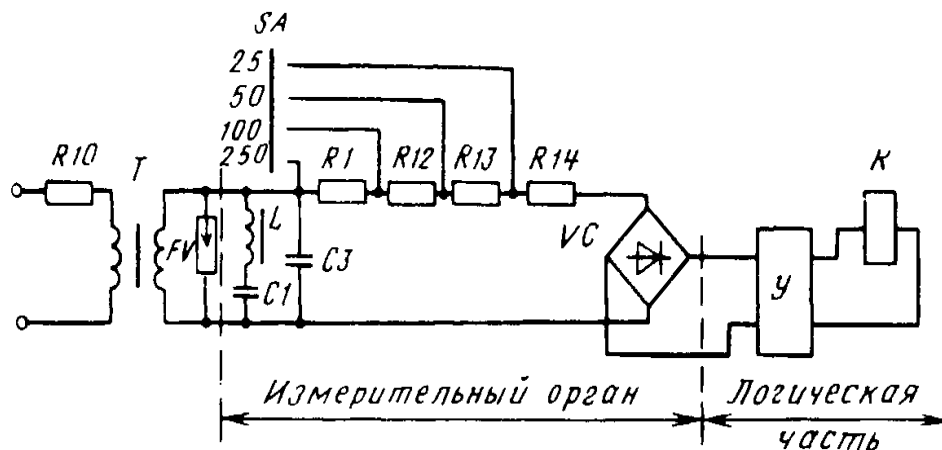


Рисунок 13 – Упрощенная схема защиты УСЗ-2/2

Защита УСЗ-2/2 содержит согласующий трансформатор (Т), фильтр высоких частот (L, C1), выпрямительный мост (VC), усилитель сигнала (У) и промежуточное реле (К). С помощью резисторов (R1, R12, R13, R14) возможен выбор необходимых уставок тока срабатывания. Частотный диапазон, в котором работает защита, составляет 150-600 Гц. Для того чтобы устройство работало селективно необходима отстройка от максимального уровня высших гармоник своего присоединения при внешних ОЗЗ. Поэтому защиты абсолютного замера требуют сложного расчета и учета высших гармоник на каждом присоединении

при разных режимах работы. Нестабильность содержания высших гармоник и тем самым сложности в расчете уставки срабатывания приводят к неправильным действиям данных защит.

Устройства относительного замера основаны на измерении и сравнении токов высших гармоник в определенный момент времени. Распространенным вариантом их исполнения является централизованный комплект УСЗ-3М (рисунок 14) [98].

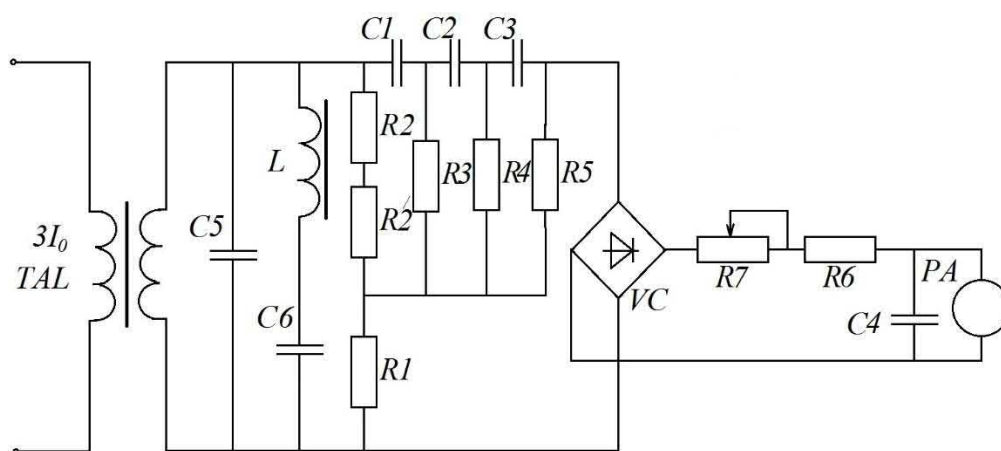


Рисунок 14 – Упрощенная схема защиты УСЗ-3М

Защита УСЗ-3М поочередно подключается к ТТНП, отходящих от ГПП линий. Эти подключения и измерения производятся вручную оперативным персоналом, либо автоматически, с помощью специальной схемы. Аналогично УСЗ-2/2, устройство относительного замера включает в себя согласующий трансформатор, высокочастотный фильтр (L, C6), активно-емкостной фильтр (R2-R5, C1-C3), выпрямительный мост (VC) и электроизмерительный прибор (PA). С помощью специального резистора (R7) возможно осуществлять плавную регулировку чувствительности, которая помогает достаточно четко определить повреждение. Внутреннее ОЗЗ выявляется по наибольшему показанию прибора – выходного микроамперметра. Данное устройство легко в использовании и актуально для применения практически в любых сетях среднего напряжения с компенсацией емкостных токов.

Применение защиты на высших гармониках наиболее целесообразно при совокупном использовании абсолютных и относительных замеров. С помощью защит абсолютного замера фиксируются присоединения, на которых имеются наибольшие субгармонические составляющие тока. Далее, производятся измерения высших гармоник с помощью защиты относительного замера. Ячейка с наибольшим измеренным током является присоединением с ОЗЗ. Таким образом, поврежденная линия может быть определена более избирательно. Измерение и сравнение может производиться автоматически с помощью современных микропроцессорных устройств. Существенным же недостатком представленной защиты является отсутствие четкой фиксации высших гармоник при перемежающихся дуговых замыканиях на землю. Дуговые замыкания сопровождаются различными физическими параметрами в каждый момент времени [79,114]. То есть даже с моментальным измерением входных данных и их сравнением между собой нельзя однозначно утверждать, что присоединение с наибольшим током высших гармоник – это присоединение с ОЗЗ. Поэтому защиты, регистрирующие уровень высших гармоник, лишь ограничивают круг поиска ОЗЗ и не дают абсолютно селективного срабатывания.

1.3.1.5 Защиты с использованием наложенных токов

Принцип действия подобных защит основан на обнаружении наложенных токов, намерено подаваемых в сеть. Наложённые токи могут быть применены в распределительных сетях с компенсированной нейтралью. Для их создания необходим соответствующий источник, подключенный непосредственно к устройству компенсации, либо в компенсированную нейтраль. Наличие замыкания на землю фиксируется при прекращении отражения подаваемого в сеть сигнала. Используя времятоковые характеристики подаваемого сигнала, длину и прокладку трассы отходящих линий, возможно сразу определить и зафиксировать расстояние до места замыкания [55,115]. В качестве наложенного тока может быть использован сигнал либо повышенной, либо пониженной частоты. Область применения высокочастотного сигнала ограничена, так как высокие частоты присутствуют в сети и в нормальном режиме. Ошибочные срабатывания защит

могут вызвать и наличие в сети нелинейных нагрузок. Поэтому использование сигналов пониженной частоты имеет большую область применения. Подключение генераторов низкой частоты осуществляется через устройство компенсации. В качестве источника низкочастотного тока может быть использован электромагнитный параметрический делитель частоты, который подключается к первичной обмотке дугогасящего реактора [64]. Регистрация наложенных токов позволила бы закрыть вопрос функциональности защит от ОЗЗ, однако данный способ сопровождается рядом нерешенных вопросов.

Защиты, реагирующие на высокочастотный наложенный ток, не могут обеспечить селективного срабатывания в распределительных сетях с разнородным характером нагрузки. Использование наложенного тока пониженной частоты позволяет обеспечить успешное определение поврежденной линии при дуговых прерывистых ОЗЗ, однако данный способ также не нашел широкого применения. Для создания мощного низкочастотного сигнала необходимы соответствующие генераторы. Так как генераторы подключаются к компенсирующим устройствам секции шин, то в распределительных сетях количество генераторов соответствует количеству секций 10 кВ на ГПП. Это приводит не только к сильному удорожанию защиты, но и усложнению схемы первичной коммутации. Таким образом, определение ОЗЗ защитами на наложенных токах не только сложно реализуемо, но и в некоторых случаях полностью нецелесообразно. Также, согласно работе [113], присутствуют сложности в отстройке наложенного сигнала от гармонических составляющих при внешних ОЗЗ. Поэтому применение данных защит в условиях городских распределительных сетей, в настоящий момент, не актуально.

1.3.1.6 Централизованные защиты

Централизованные защиты представляют собой комбинацию вышеописанных индивидуальных защит. В качестве измеряемых величин чаще всего используются токи и напряжения нулевой последовательности. Исходя из того, что современные микропроцессорные устройства способны обрабатывать до 48 каналов одновременно, можно сделать вывод, согласно которому измерения действующих и амплитудных значений измеряемых характеристик актуальны.

Поэтому, в подавляющем большинстве случаев централизованные защиты срабатывают селективно [25,31]. В качестве входных параметров могут быть наложенные токи и токи высших гармоник. Следовательно, целесообразно выбирая входные параметры, возможно адаптировать централизованную защиту к конкретным сетям. В зависимости от категории электроснабжения и характера потребителей данные защиты могут выполняться и на сигнал, и на отключение.

Но, несмотря на то, что централизованные защиты являются передовыми разработками в определении ОЗЗ, их основой остаются прежние параметры индивидуальных защит, которые в свою очередь не лишены недостатков. Например, для селективного срабатывания направленной централизованной защиты необходима достаточно большая активная составляющая тока замыкания на землю. Это условие может быть достигнуто в сетях с резистивным заземлением нейтрали, которое не применяется в городских распределительных сетях. Также в данных защитах нецелесообразно применять величину наложенного тока по описанным выше причинам. Наиболее эффективными входными параметрами, для городских распределительных сетей могут быть измеряемые токи высших гармоник. Защиты, основанные на регистрации высших гармоник, больше подходят для рассматриваемых условий, а моментальное измерение и сравнение высших гармоник позволит повысить селективность срабатывания [15,19,119]. Однако, как было рассмотрено ранее, электрические параметры дугового замыкания непостоянны и наибольшая величина субгармонического тока не является однозначным признаком ОЗЗ на выбранном присоединении. Следовательно, селективность срабатывания централизованных защит зависит от поступающей входной информации. Исходя из этого, можно сделать вывод, согласно которому высокоскоростной и точный логический аппарат централизованных защит способен обладать недостатками индивидуальных защит. Поэтому защиты, основанные на централизованном принципе, нельзя назвать универсальными и точными.

1.3.2 Локализация однофазных замыканий на землю в городских распределительных сетях с применением действующей методики

Исходя из проведенного анализа, определение поврежденного кабельного участка не всегда может быть осуществлено существующими защитами от ОЗЗ. Поэтому, для однозначного определения присоединения с ОЗЗ применяется методика, основанная на последовательном отключении отходящих присоединений [75,76].

Для рассмотрения действующей методики локализации однофазного замыкания на землю, на рисунке 15 представлена упрощенная электрическая схема ГПП (ГПП-1) от которой запитано четыре РП.

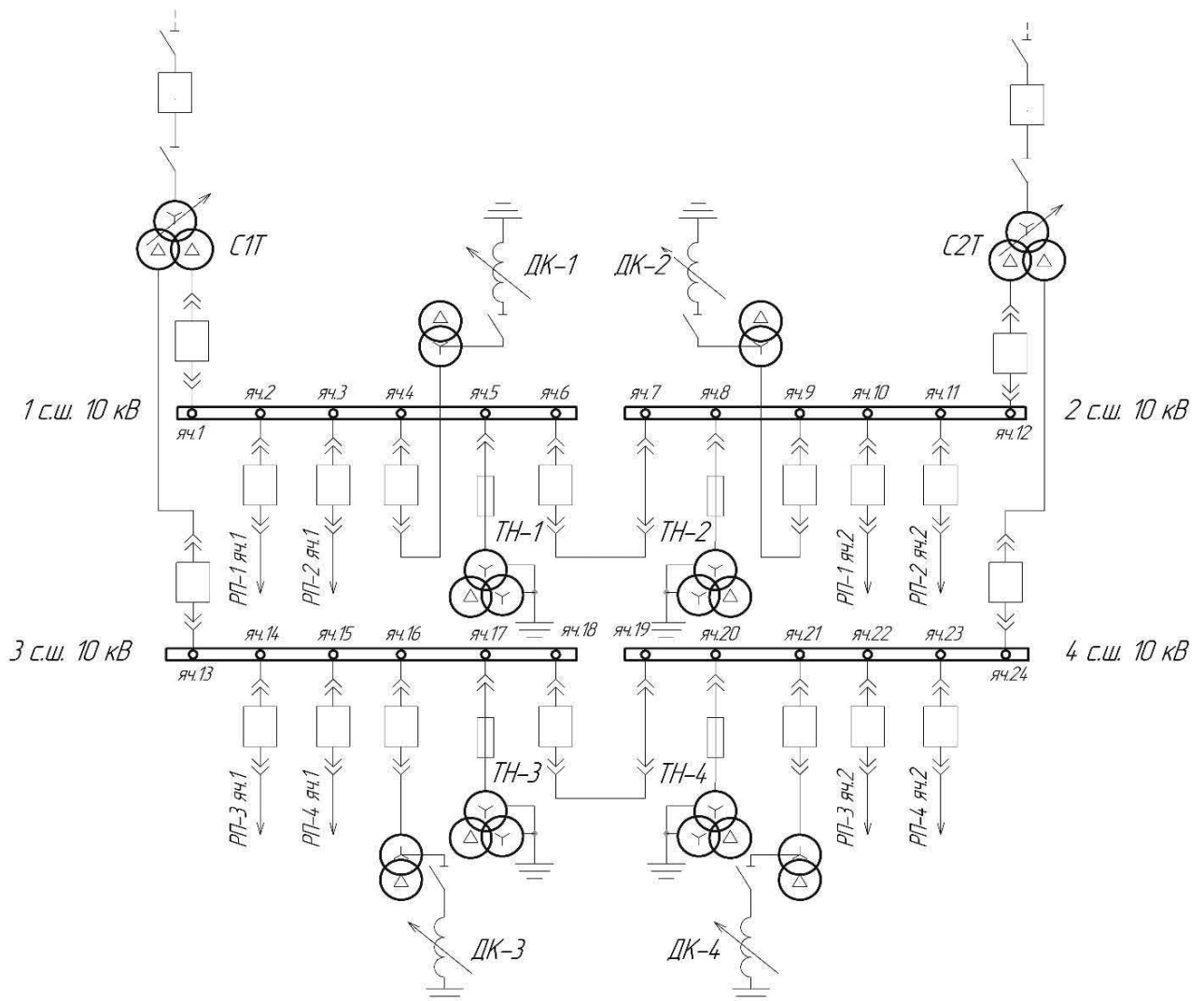


Рисунок 15 – Упрощенная однолинейная электрическая схема ГПП-1

Представленная схема ГПП-1 включает в себя два силовых трансформатора 110/10/10 (С1Т и С2Т) с расщепленной обмоткой низшего напряжения, к которым подключены соответствующие секции шин. Данный тип трансформаторов распространен в распределительных сетях среднего напряжения, так как расщепленная обмотка низшего напряжения способствует необходимому ограничению токов КЗ.

Схемы с двумя одиночными секционированными системами шин более надежны по сравнению с одиночной секционированной системой шин. При возникновении КЗ на какой-либо из шин 10 кВ, оно будет устранено релейной защитой, а остальные секции останутся в работе. В качестве компенсации емкостных токов на землю предусматриваются ДГР (ДК-1, ДК-2, ДК-3, ДК-4), включенные в нейтраль специального трансформатора дугогасящего реактора (рисунок 15). Фиксация замыкания на землю производится защитой контроля изоляции сети на землю. Это осуществляется с помощью обмотки контроля изоляции трансформаторов напряжения (ТН-1, ТН-2, ТН-3, ТН-4). С целью упрощения изложения методики количество отходящих присоединений от шин 10 кВ было сокращено до двух. В реальных условиях их количество начинается от пяти и может достигать несколько десятков. Соответственно от каждой секции шин ГПП-1 отходят линии в сторону РП (РП-1, РП-2). Далее электроэнергия передается трансформаторным подстанциям. Распределительная сеть по стороне 10 кВ с отходящими от ГПП-1 распределительными пунктами и отходящими от распределительных пунктов ТП представлена на рисунке 6.

Действующая методика локализации ОЗЗ, основанная на методе последовательного отключения, заключается в проверке отходящих присоединений на РП [10]. При этом выявление магистрали с замыканием на землю сопровождается отключениями потребителей. Действия оперативного персонала по локализации ОЗЗ с применением действующей МЛП возможно представить в виде алгоритма (рисунок 16).

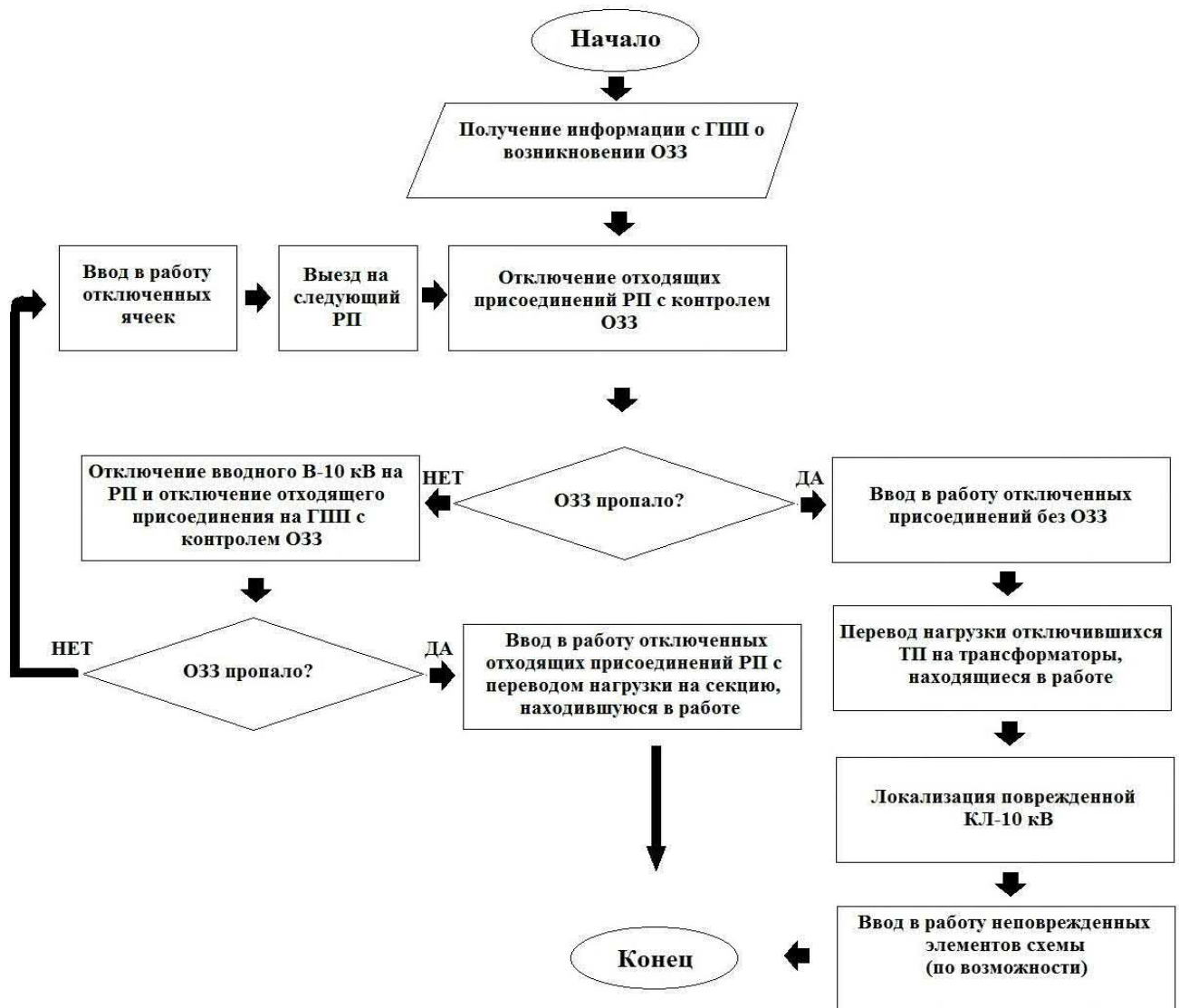


Рисунок 16 – Алгоритм локализации ОЗЗ с применением действующей МЛП

В случае возникновения повреждения в кабельной линии между ТП-32 яч.3 и ТП-33 яч.1 (рисунок 6) произойдет срабатывание защиты контроля изоляции на 1-й секции сборных шин 10 кВ ГПП (рисунок 15). Так как данная защита абсолютно неселективна, то её действие на сигнал является началом поиска ОЗЗ. Методика последовательного отключения заключается в поочередном отключении тупиковых линий до тех пор, пока замыкание на землю не устранился [75,76]. В данном случае, от 1-й секции сборных шин 10 кВ ГПП подключено лишь два распределительных пункта, поэтому отыскание ОЗЗ необходимо начать с РП-1. При приезде оперативного персонала на РП-1, по команде оперативного

руководителя производится поочередное отключение отходящих присоединений с контролем ОЗЗ на ГПП. Таким образом, на РП-1 необходимо:

- отключить В-10 кВ яч.3 на РП-1;
- отключить В-10 кВ яч.5 на РП-1.

В данном случае ОЗЗ в сети сохраняется. Поэтому, с помощью последующих отключений производится проверка наличия замыкания на землю 1-й секции сборных шин 10 кВ на РП-1 совместно с кабельной линией между ГПП яч.3 и РП-1 яч.1. Для этого нужно последовательно:

- отключить В-10 кВ яч.1 на РП-1;
- отключить В-10 кВ яч.3 на ГПП.

Выполнение представленных переключений не приведёт к устранению ОЗЗ, поэтому необходима проверка другого отходящего присоединения ГПП. Перед этим следует восстановить электроснабжение РП-1. Далее последовательные отключения выполняются на отходящих присоединениях РП-2. Отключение яч.5 на РП-2 не приводит к устранению ОЗЗ. После отключения яч.3 действие защиты на ГПП прекращается, смещение нейтрали пропадает. Тем самым это означает, что произошло отключение участка с ОЗЗ. Данное отключение привело к обесточиванию первых секций шин 10/0,4 кВ на ТП-31,32,33,34. Поэтому оперативный руководитель дает задание оперативному персоналу на перевод нагрузки 1-й секции сборных шин 0,4 кВ на Т-2 для соответствующих ТП. Общее количество переключений и заходов в электроустановки от момента возникновения ОЗЗ до его устранения внесены в таблицу 6.

Таблица 6 – Сведения о переключениях при локализации ОЗЗ методикой последовательного отключения

Действия оперативного персонала	Наименование электроустановки	Наименование коммутационного аппарата
Последовательность выполнения переключений	РП-1	Отключить В-10 кВ яч.3 Отключить В-10 кВ яч.5 Отключить В-10 кВ яч.1
	ГПП	Отключить В-10 кВ яч.3 Включить В-10 кВ яч.3

Продолжение таблицы 6

Действия оперативного персонала	Наименование электроустановки	Наименование коммутационного аппарата
Последовательность выполнения переключений	РП-1	Включить В-10 кВ яч.1 Включить В-10 кВ яч.5 Включить В-10 кВ яч.3
	РП-2	Отключить В-10 кВ яч.5 Отключить В-10 кВ яч.3 Включить В-10 кВ яч.5
	ТП-31	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.3 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
	ТП-32	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.3 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
	ТП-33	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.3 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
	ТП-34	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
Количество заходов в электроустановку ($P_{эл.уст-ок}$) и переключений ($P_{перекл.}$)	7	34

В таблицу внесены переключения, необходимые для восстановления электроснабжения потребителей 0,4 кВ и для последующих работ по выявлению поврежденной кабельной линии 10 кВ. С учетом принятых ранее характеристик по времени выполнения одной операции ($t_{перекл.} = 2$ мин.) и времени переезда между подстанциями ($t_{переезда} = 5$ мин.), длительность локализации ОЗЗ будет составлять 103 минуты. При этом учтено наличие дежурного персонала на ГПП. Последующие работы по выявлению поврежденной КЛ-10 кВ, а также включение неповрежденных элементов сети производится аналогично МЛП МКЗ (таблица 5).

В ходе локализации ОЗЗ описанной методикой была кратковременно обесточена первая секция шин 10 кВ на РП-1. Сведения об объектах энергетики, попавших под отключение, внесены в таблицу 7.

Таблица 7 – Сведения об электроустановках, попавших под отключение в ходе поиска ОЗЗ действующей МЛП

Наименование и количество электроустановок	Наименование электроустановки
Электроустановки, попавшие под кратковременное отключение	ТП-11
	ТП-12
	ТП-13
	ТП-14
	ТП-21
	ТП-22
	ТП-23
	ТП-24
	РП-1
	ТП-41
	ТП-42
	ТП-43
	ТП-44
Количество электроустановок	13

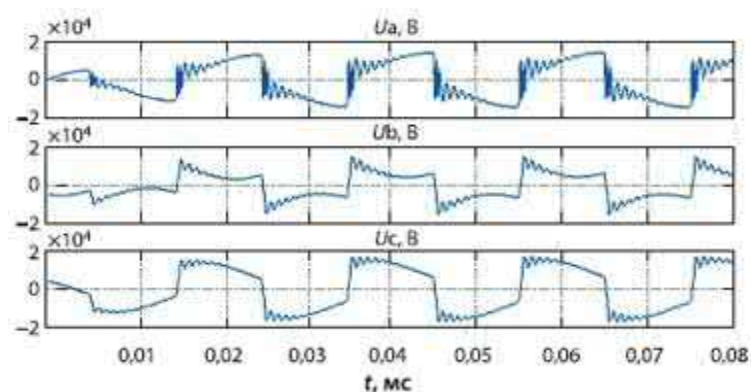
Несмотря на то, что отключения были кратковременными и частичными, рассмотренная ситуация является крайне нежелательной для городских потребителей. Отключение цепочки ТП с ОЗЗ в таблицу не внесено, так как данное ручное отключение является селективным срабатыванием и повторно включать эту цепочку на повреждение нельзя.

Таким образом, действующая методика позволяет однозначно определить линию с ОЗЗ. Однако её применение в современных условиях электроснабжения носит деструктивный характер. Городские распределительные сети характеризуются разветвленностью своей схемы с большим количеством РП. В подобных условиях поиск ОЗЗ усложняется пропорционально количеству отходящих от ГПП распределительных пунктов. Следовательно, увеличивается время определения замыкания, которое ограничено работой компенсирующего устройства. Кратковременные отключения, сопровождающие поиск ОЗЗ, могут

привести не только к экономическому ущербу, но и создать опасность для жизни людей. Так как в цепочке питающих ТП количество подстанций может быть до семи штук, то время резервирования оперативным персоналом также увеличивается. Поэтому необходима разработка действенной методики по определению ОЗЗ для существующих условий городских распределительных сетей, которая позволит не только сократить время определения ОЗЗ, но и ограничить деструктивные отключения потребителей.

В текущих условиях, когда техническое перевооружение элементов сети нецелесообразно до выработки эксплуатационного ресурса, а аварийные ситуации требуют быстрого устранения, локализация ОЗЗ может быть произведена методом последовательного деления и перегруппирования. Из инструкции по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем [75,76], был рассмотрен раздел – «замыкание на землю в электрических сетях с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостных токов». Исходя из пункта 5.1.5, который можно применить для городских электрических сетей, отыскание замыкания на землю методом последовательного деления на части должно разрабатываться для каждой электрической сети индивидуально. Согласно данному методу замкнутая сеть делится на части, электрически не связанные между собой. По приборам контроля изоляции определяется часть, где ОЗЗ не пропало, а затем обе части замыкаются на параллельную работу. Производятся подобные действия до тех пор, пока на ограниченном участке ОЗЗ не будет найдено. Характерные действия описаны для кольцевых конфигураций сетей. Следовательно, разработка методики локализации ОЗЗ для двухлучевых схем, основанной на методе последовательного деления, будет актуальной для городских распределительных сетей 10 кВ. Однако метод последовательного деления подразумевает выполнение переключений, во время замыкания на землю. При этом однофазные замыкания на землю сопровождаются перенапряжениями, которые могут привести к повреждению изоляции. Большое теоретическое значение по исследованию максимально возможных перенапряжений дала модель Петерсена [45,63]. Согласно данной модели, в сетях, работающих с изолированной

нейтралью, максимальная величина перенапряжений может достигать $4,5U_{\phi}$. В сетях с компенсированной нейтралью, а также в сетях с высокоомным заземлением нейтрали через резистор, величина перенапряжений уже составляет $2,5U_{\phi}$ [46]. Проведенные численные эксперименты в системе MATLAB показали высокую эффективность ограничения перенапряжений сетями с ДГР. Осциллограмма напряжений, полученная при моделировании дугового перемежающегося ОЗЗ в кабельной сети 6 кВ, показана на рисунке 17 [46].



U_a, U_b, U_c – напряжение на шинах

Рисунок 17 – Осциллограмма напряжений при дуговом перемежающемся ОЗЗ по теории Петерсена

Таким образом, резонансное заземление нейтрали через ДГР практически исключает возможность возникновения перенапряжений на поврежденной фазе и ограничивает перенапряжения на неповрежденных фазах до значений $2,6U_{\phi}$, что хорошо согласуется с существующими оценками [45,46, 107]. Однако проведение переключений во время ОЗЗ может изменять емкость сети, что приведет к кратковременным перенапряжениям [89,117]. Подобные процессы могут вызвать повреждение другой линии со слабой изоляцией. Поэтому исследование перенапряжений, возникающих при ОЗЗ во время переключений, необходимо для разработки методики локализации ОЗЗ в городских кабельных сетях.

1.4 Постановка цели и задач исследования

На основании анализа повреждаемости кабельных линий в городских распределительных сетях можно сделать вывод, согласно которому количество отказов кабельных линий увеличивается, а существующие способы локализации повреждений не позволяют адекватно решить данную проблему для городских распределительных сетей.

Возникновение многофазного короткого замыкания в городских распределительных сетях сопровождается отключением всей магистрали с подключенными от неё подстанциями. Действующая МЛП при МКЗ в данных сетях приводит к необходимости производства измерений сопротивления изоляции почти на каждой подстанции в цепочке. Для магистрали с большим количеством подстанций локализация может занять продолжительное время. Локализация однофазного замыкания на землю в городских распределительных сетях однозначно может быть осуществлена с помощью защит контроля изоляции сети с применением последовательного отключения отходящих присоединений. Так как последовательное отключение носит деструктивный характер по отношению к электроснабжению потребителей в современных условиях, то разработка методики локализации однофазных замыканий на землю в распределительных кабельных сетях актуальна и целесообразна.

Таким образом, целью диссертационной работы является улучшение процесса эксплуатации электротехнических комплексов городских распределительных сетей за счет разработки методик локализации повреждений в кабельных линиях 10 кВ.

В соответствии с указанной целью, основными задачами исследования являются:

- анализ существующих способов локализации повреждений в кабельных линиях 10 кВ при эксплуатации электротехнических комплексов городских распределительных сетей;
- разработка методик локализации повреждений в кабельных линиях 10 кВ

при эксплуатации электротехнических комплексов городских распределительных сетей;

- количественная оценка перенапряжений, вызванных переключениями в сети 10 кВ, во время замыкания на землю при использовании разработанных методик локализации повреждений;
- обоснование применения разработанных методик локализации повреждений в кабельных линиях 10 кВ при эксплуатации электротехнических комплексов городских распределительных сетей.

Выводы

1. Установлено, что многофазные короткие замыкания и однофазные замыкания на землю являются наиболее частыми и нежелательными видами повреждений в городских распределительных кабельных сетях. Данные замыкания характеризуются не только длительной локализацией, но и возможностью отключения ответственных потребителей.

2. Показано, что в действующей методике локализации повреждений при многофазных коротких замыканиях в кабельных линиях 10 кВ присутствуют действия, которые можно упразднить, что приведет к уменьшению времени локализации. Для этого необходима индикация, указывающая на поврежденную КЛ-10 кВ.

3. Показано, что в действующей методике локализации повреждений при однофазных замыканиях на землю в кабельных линиях 10 кВ присутствуют действия, которые можно упразднить. Также согласно данной методике локализация сопровождается отключениями потребителей. В инструкции по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем содержатся только общие указания для разработки методики деления сети на части. Поэтому разработка актуальной методики локализации однофазных замыканий на землю необходима для уменьшения времени локализации и ограничения нежелательных отключений потребителей.

Глава 2 Локализация повреждений кабельных линий 10 кВ в городских распределительных сетях

2.1 Разработка методики локализации многофазных коротких замыканий в кабельных линиях 10 кВ с использованием датчиков короткого замыкания

Отсутствие селективности в защитах тупиковых ТП увеличивает не только время локализации повреждения, но и время восстановления электроснабжения потребителей. Если бы поврежденная линия была известна сразу после отключения, то это бы заметно ускорило всю оперативную работу [36]. Следовательно, ускорилось бы и производство аварийно-восстановительных работ. Таким образом, разработка методики локализации многофазных коротких замыканий в распределительных кабельных сетях 10 кВ должна основываться на мгновенном выявлении повреждения.

Так как многофазные короткие замыкания в распределительных сетях сопровождаются возникновением токов КЗ, то именно они фиксируются устройствами защиты. Подобный способ возможно реализовать с помощью датчиков короткого замыкания (ДКЗ). В последнее время ДКЗ находят частое применение в ЛЭП, выполненных воздушными линиями. Этот вид индикации значительно убыстряет поиск поврежденной ВЛ. При этом оперативный персонал производит осмотр вдоль воздушной трассы и сработавшие датчики, так называемые «флажки», указывают направление прохождения тока КЗ [86]. В местах разветвления ВЛ этот способ значительно помогает при дефектовке поврежденной линии. Результатом их внедрения является не только ускоренное восстановление нормального электроснабжения, но и снижение расходов на амортизацию транспорта и горюче-смазочных материалов для техники [86]. Данный принцип локализации повреждений может быть применен и для городских кабельных сетей. Для этого необходимо рассмотреть структурную двухлучевую схему цепочки подстанций (рисунок 18).

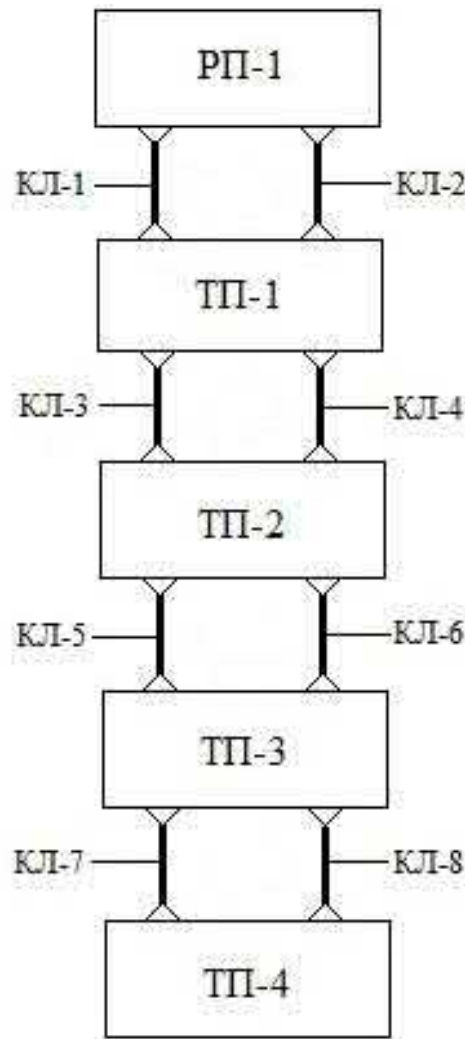


Рисунок 18 – Структурная двухлучевая схема цепочки ТП

Цепочка ТП запитана с соответствующих секций РП. Возникновение МКЗ в КЛ между ТП приведет к срабатыванию токовой отсечки на РП-1, что сопровождается обесточиванием всех ТП по соответствующим секциям. Для индикации поврежденной линии следует устанавливать ДКЗ на вводных кабелях ТП [12]. Данный вариант наиболее целесообразен при эксплуатации, так как при фиксации КЗ будет задействовано наименьшее количество датчиков. На рисунке 19 (а) представлена структурная схема цепочки ТП с применением датчиков короткого замыкания.

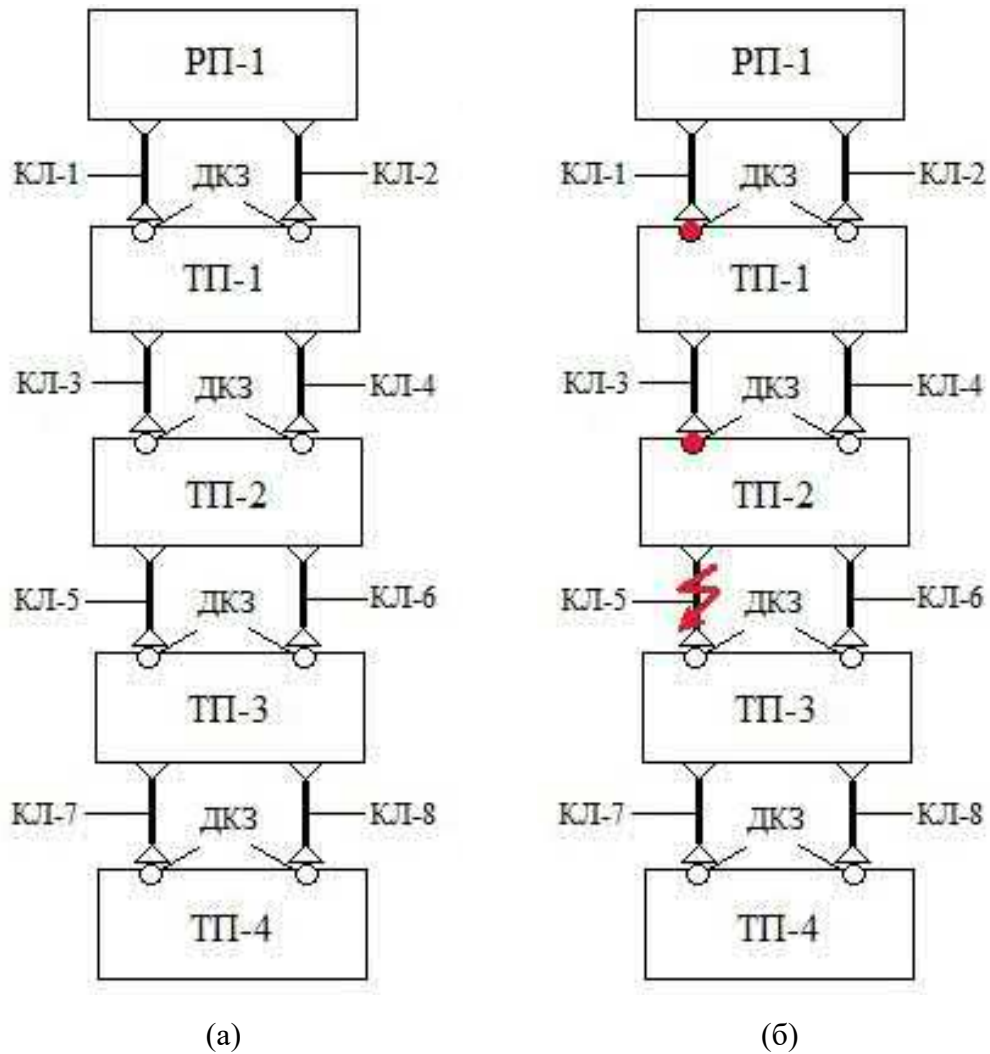


Рисунок 19 – Структурная двухлучевая схема цепочки ТП с применением ДКЗ: а) в нормальном режиме; б) в аварийном режиме

Комплект из двух ДКЗ устанавливается на все вводные кабельные линии в ТП. В нормальном режиме ДКЗ находятся в режиме контроля (рисунок 19 (а)). Срабатывание хотя бы одного ДКЗ (окрашены красным цветом, рисунок 1 (б)) на КЛ свидетельствует о прохождении по кабелю тока КЗ, что позволяет определить поврежденную КЛ. Сигнализируя о своем сработавшем положении, ДКЗ информируют диспетчерский пункт о расположении КЗ. Соответственно, место повреждения находится на участке между последним сработавшим и не сработавшим датчиками.

Разработанная МЛП при МКЗ в КЛ-10 кВ с применением ДКЗ состоит из двух этапов.

1. Получение сведений о поврежденной КЛ-10 кВ по сработавшим датчикам короткого замыкания.
2. Производство переключений по восстановлению электроснабжения потребителей и по вводу в работу неповрежденных элементов схемы.

Получение сигнала о срабатывании ДКЗ является входной информацией процесса локализации, которая определяет дальнейший порядок выполнения переключений. При обозначении подстанций сквозной нумерацией возможно алгоритмизировать локализацию в зависимости от места возникшего повреждения. Тогда входными параметрами алгоритма будут являться: количество ТП в цепочке (N), номер подстанции со сработавшим ДКЗ (n). Срабатывание ДКЗ на одной из подстанций говорит о возникновении в этой зоне короткого замыкания, которое ликвидируется аварийным отключением выключателя на РП. Порядковый номер подстанции, с которой следует начинать переключения, определяется как:

$$n_1 = n + 2. \quad (7)$$

Существует условие, которое устанавливает характер дальнейших переключений:

$$n_1 < N. \quad (8)$$

Если условие выполняется, то на ТП, определенной по формуле (7), производится секционирование по стороне 10 кВ. Данные переключения представляют собой перевод нагрузки на рабочую секцию. Для этого следует отключить вводной выключатель нагрузки по обесточенной секции и ввести её в работу через межсекционную перемычку 10 кВ. Начинать локализацию повреждения именно с этого действия наиболее рационально, так как при этом восстанавливается электроснабжение всех ТП, подключенных после поврежденного кабеля. Также создается необходимый видимый разрыв между

отключенным участком и оборудованием, находящимся в работе. Алгоритм локализации приведен на рисунке 20.

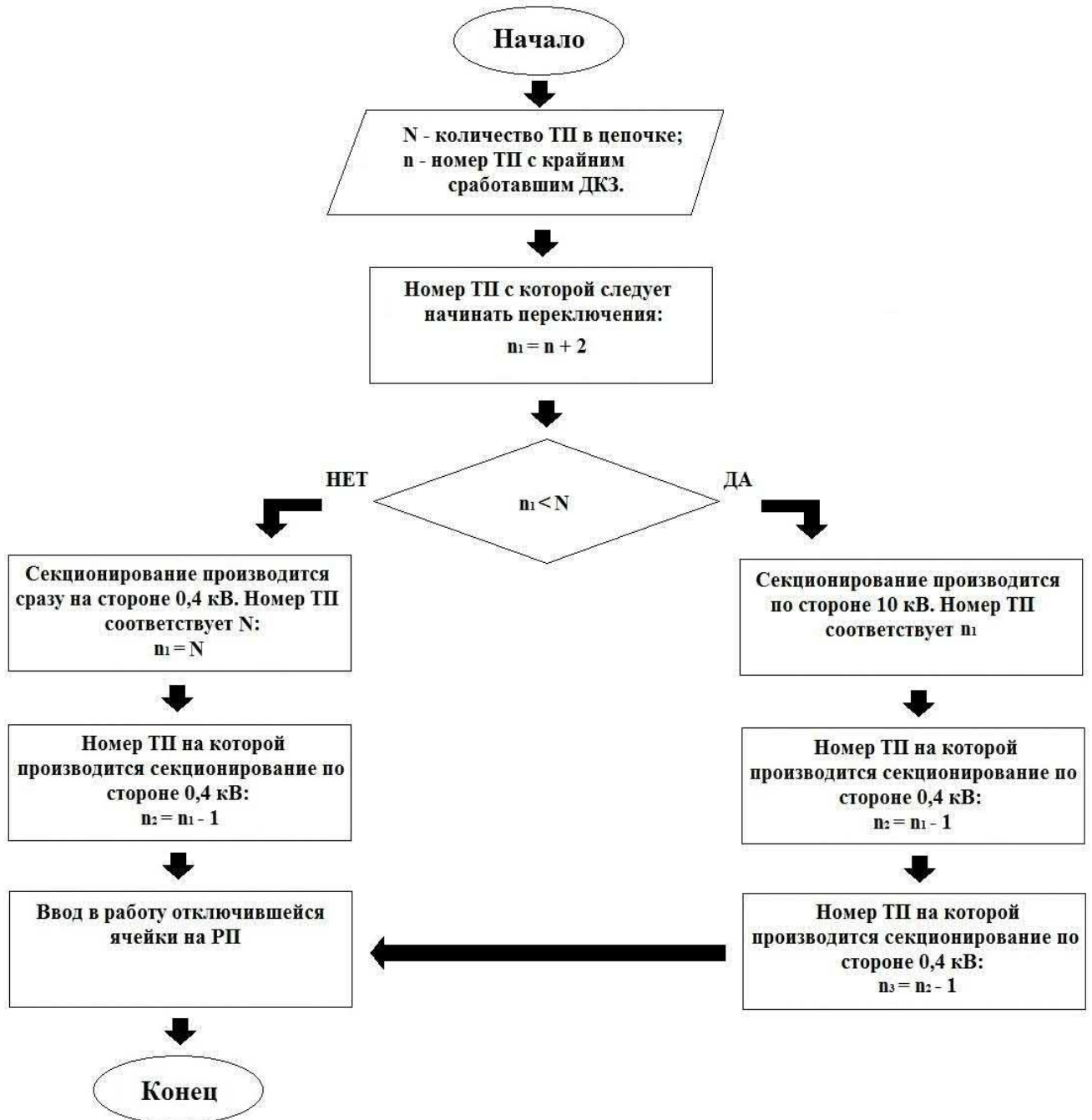


Рисунок 20 – Алгоритм локализации МКЗ с применением разработанной МЛП

Следующее действие – секционирование по стороне 0,4 кВ. Номер ТП, на которой производятся переключения, определяется как:

$$n_2 = n_1 - 1. \quad (9)$$

То же самое производится и для ТП, подключенной выше по цепочке:

$$n_3 = n_2 - 1. \quad (10)$$

Выполненные переключения включают в себя отключение вводного выключателя нагрузки обесточенной секции и ввод в работу секции шин 0,4 кВ через межсекционную перемычку 0,4 кВ.

Если условие (8) не выполняется, то переключения начинаются с концевой ТП, номер которой соответствует количеству подстанций в заданной магистрали:

$$n_1 = N. \quad (11)$$

На этой ТП производится аналогичное секционирование по стороне 0,4 кВ. Те же самые переключения выполняются на предыдущей подстанции:

$$n_2 = n_1 - 1. \quad (12)$$

Последним действием алгоритма является ввод в работу отключившегося выключателя 10 кВ на РП.

Также возможны случаи, когда цепочка отключилась от защиты, но ни один из ДКЗ не сработал. Это будет причиной того, что ток короткого замыкания прошел через выключатель на РП, но не достиг вводной ячейки на первой ТП. Соответственно, поврежденная КЛ-10 кВ будет находиться между РП и ТП. Так как ДКЗ не срабатывали, то величина n равна нулю. В данном случае наиболее рационально произвести переключения по восстановлению электроснабжения ТП, находящихся после повреждения. Номер подстанции, на которой выполняется секционирование по стороне 10 кВ, определяется по формуле (7). Далее производится секционирование по стороне 0,4 кВ для ТП, являющейся первой в

цепочке. Её номер может быть определен по формуле (9). При этом алгоритм будет иметь следующий вид (рисунок 21).



Рисунок 21 – Алгоритм переключений при МКЗ между РП и ТП

Завершением локализации является создание видимого разрыва между отключившимся выключателем и поврежденной КЛ-10 кВ на РП. Таким образом, при возникновении МКЗ между РП и ТП, локализация повреждения будет производиться по сокращенному алгоритму, содержащему меньшее количество переключений, в сравнении с алгоритмом, представленном на рисунке 20.

Данное классическое представление алгоритма достаточно наглядно, однако оно содержит объемные пояснения, которые необходимы для восприятия

разработанной методики. Так как в алгоритме рассматриваются несколько процессов: определение порядкового номера подстанции и состав оперативных переключений, то удобнее рассматривать алгоритм в виде графа и в матрично-предикатном виде [67]. Представление алгоритма графом упрощает восприятие разработанной методики. Для преобразования разработанного алгоритма к виду графа необходимо его представить граф-схемой. При этом любая граф-схема является графом с двумя типами вершин: блок действия и предикатный блок [69,70]. Предикатные блоки обозначены $d = \{d_0, d_1, d_2, d_3, d_4, d_5, d_k\}$, где блок d_0 является условием (8), а остальные блоки фиксируют окончание операций, заданных в блоках действия. Блоки, определяющие выполнение каждого действия, обозначены $A = \{A_0, A_1, A_2, A_3, A_4, A_5, A_k\}$. Каждый блок действия соответствует операциям, выполняемым в ходе локализации:

A_0 – определение номера ТП, с которой начинаются переключения по формуле (7);

A_1 – секционирование по стороне 10 кВ на ТП с номером n_1 ;

A_2 – секционирование по стороне 0,4 кВ на ТП, номер которой определяется по формуле (9);

A_3 – секционирование по стороне 0,4 кВ на ТП, номер которой определяется по формуле (10);

A_4 – секционирование по стороне 0,4 кВ на ТП, номер которой соответствует N ;

A_5 – секционирование по стороне 0,4 кВ на ТП, номер которой определяется по формуле (12);

A_k – ввод в работу отключившейся ячейки на РП.

Все блоки действия связаны с предикатными блоками, которые фиксируют окончание блока действия. Алгоритм начинается с действия – A_0 . Переход из одного состояния в другое характеризуется операторами логики, отходящими от предикатных блоков. Верхний индекс оператора соответствует предикатному блоку, а нижний определяет порядковый номер оператора, отходящего от

заданного блока (0,1,2,3 и т.д.) [69,70]. Граф-схема разработанного алгоритма с доопределенными блоками действия представлена на рисунке 22.

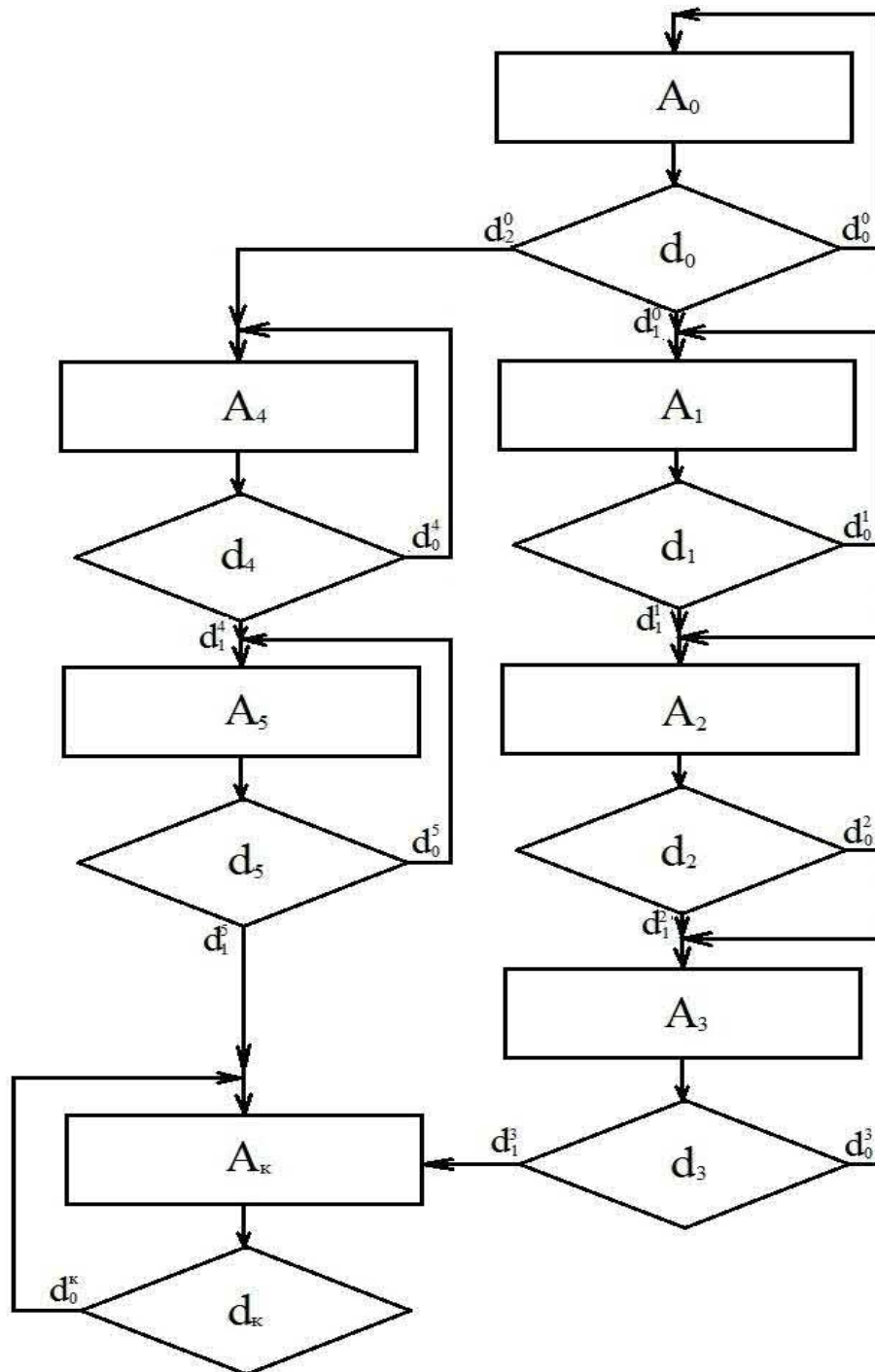


Рисунок 22 – Граф-схема разработанного алгоритма локализации повреждений с применением ДКЗ

Представленная граф-схема преобразуется к виду двудольного графа (рисунок 23).

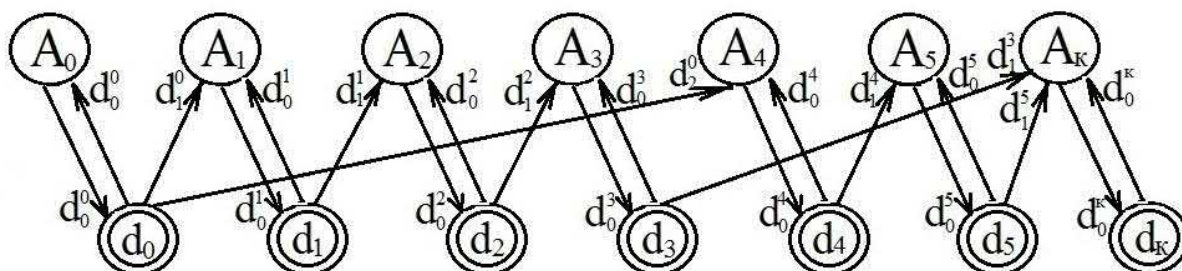


Рисунок 23 – Алгоритм локализации МКЗ в виде двудольного графа

Использование связанных блоков – блоков действия и предикатных блоков, позволяет представить алгоритм в матрично-предикатном виде. При этом заданная матрица будет квадратной и обладать свойством неизменности: для описываемого процесса в матрице возможно произвести замену строки и столбца с одинаковыми номерами на соответствующую пару с другим номером. Проведем такую операцию для квадратной матрицы – M , разнеся функциональные и предикатные вершины алгоритма в противоположные стороны [69,70]. Такая матрица будет представлять четыре функциональные части (рисунок 24).

$$M^{A*} = \begin{vmatrix} M_{Д}^A & M_{Д-Л}^A \\ M_{Д-Л}^A & M_{Л}^A \end{vmatrix} = \begin{array}{|l|l|} \hline \begin{array}{l} \text{Матрица} \\ \text{операторов действия} \end{array} & \begin{array}{l} \text{Матрица переходов} \\ \text{операторы действия-} \\ \text{-операторы логики} \end{array} \\ \hline \begin{array}{l} \text{Матрица переходов} \\ \text{операторы логики-} \\ \text{-операторы действия} \end{array} & \begin{array}{l} \text{Матрица} \\ \text{операторов логики} \end{array} \\ \hline \end{array}$$

Рисунок 24 – Матрица в функционально-предикативной форме

На рисунке 25 показан алгоритм локализации в матрично-предикатном виде с использованием связанных блоков, а на рисунке 26 показан алгоритм локализации в матрично-предикатном виде в функционально-предикативной форме.

$$M^A = \begin{pmatrix} A_0 d_0^0 A_0 & A_0 d_0^0 d_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ d_0 d_0^0 A_0 & d_0 d_0^0 d_0 & d_0 d_1^0 A_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_0 d_2^0 A_4 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & A_1 d_0^1 A_1 & A_1 d_0^1 d_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & d_1 d_0^1 A_1 & d_1 d_0^1 d_1 & d_1 d_1^1 A_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & A_2 d_0^2 A_2 & A_2 d_0^2 d_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & d_2 d_0^2 A_2 & d_2 d_0^2 d_2 & d_2 d_1^2 A_3 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_3 d_0^3 A_3 & A_3 d_0^3 d_3 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_3 d_0^3 A_3 & d_3 d_0^3 d_3 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_3 d_1^3 A_x & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_4 d_0^4 A_4 & A_4 d_0^4 d_4 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_4 d_0^4 A_4 & d_4 d_0^4 d_4 & d_4 d_1^4 A_5 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_5 d_0^5 A_5 & A_5 d_0^5 d_5 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_5 d_0^5 A_5 & d_5 d_0^5 d_5 & d_5 d_1^5 A_x & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_x d_0^k A_x & A_x d_0^k d_x \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_x d_0^k A_x & d_x d_0^k d_x \end{pmatrix}$$

Рисунок 25 – Алгоритм локализации МКЗ в матрично-предикатном виде

$$M^{A^*} = \begin{array}{c|cccccccc|cccccccc}
A_0 d_0^0 A_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_0 d_0^0 d_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & A_1 d_0^1 A_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_1 d_0^1 d_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & A_2 d_0^2 A_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_2 d_0^2 d_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & A_3 d_0^3 A_3 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_3 d_0^3 d_3 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & A_4 d_0^4 A_4 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_4 d_0^4 d_4 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_5 d_0^5 A_5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_5 d_0^5 d_5 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_k d_0^k A_k & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_k d_0^k d_k \\
\hline
d_0 d_0^0 A_0 & d_0 d_1^0 A_1 & 0 & 0 & d_0 d_2^0 A_4 & 0 & 0 & 0 & d_0 d_0^0 d_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & d_1 d_0^1 A_1 & d_1 d_1^1 A_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_1 d_0^1 d_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & d_2 d_0^2 A_2 & d_2 d_1^2 A_3 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_2 d_0^2 d_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & d_3 d_0^3 A_3 & 0 & 0 & d_3 d_1^3 A_k & 0 & 0 & 0 & 0 & d_3 d_0^3 d_3 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & d_4 d_0^4 A_4 & d_4 d_1^4 A_5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_4 d_0^4 d_4 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_5 d_0^5 A_5 & d_5 d_1^5 A_k & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_5 d_0^5 d_5 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_k d_0^k A_k & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_k d_0^k d_k & 0
\end{array}$$

Рисунок 26 – Алгоритм локализации МКЗ в матрично-предикатном виде в функционально-предикативной форме

Показанные представления алгоритма (рисунок 25,26) имеют одинаковое значение. При разработке автоматизированной локализации МКЗ следует учитывать управление положением коммутационных аппаратов, характеризующим выполнение каждого действия. Соответственно происходит параллельное взаимодействие двух процессов: локализация МКЗ, управление состоянием коммутационных аппаратов. Для рассмотрения этого параллельного взаимодействия производится операция композиции с данными процессами, представленными в матричной форме [69,70]. Поэтому представление алгоритма локализации в виде матрицы позволяет использовать матричный аппарат, который необходим при рассмотрении автоматизированного процесса локализации многофазных коротких замыканий в городских распределительных сетях.

2.2 Разработка датчика короткого замыкания

В настоящее время рынок электротехнической продукции предлагает разнообразный ассортимент датчиков короткого замыкания для кабельных линий от различных производителей. По своему принципу действия датчики делятся на два типа: электронные и герконовые.

Электронные ДКЗ по своей конструкции являются токовыми реле, выполненными на полупроводниковой компонентной базе. Принцип действия основан на постоянном измерении и сравнении мгновенного значения тока в линии с заданной уставкой. При превышении измеряемой силы тока значения уставки происходит срабатывание датчика. В качестве примера выбраны датчики короткого замыкания, входящие в комплект EKL 1.2 [39]. Этот вид электронных ДКЗ типичен среди электронных датчиков. Преимуществом данного комплекта является отсутствие необходимости в модернизации оборудования ячеек распределительных устройств. Это условие встречается на некоторых ДКЗ, поэтому его необходимо учитывать при технико-экономическом расчете. В комплект входит блок питания, датчики короткого замыкания и датчик замыкания на землю. Блок питания служит для управления всеми операциями с датчиками:

выбор уставок срабатывания, питание цепей индикации и передача регистрируемых сигналов. Сами датчики короткого замыкания применяются для регистрации прохождения тока короткого замыкания через охраняемый участок. Комплект ЕКЛ 1.2 включает в себя три ДКЗ. Они устанавливаются на каждую жилу вводного кабеля в соответствии со схемой, представленной на рисунке 27.

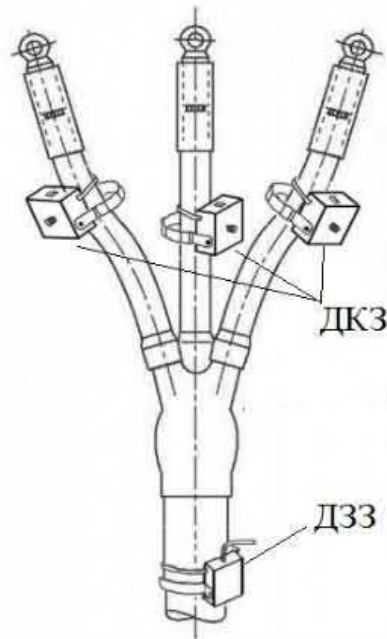


Рисунок 27 – Датчики короткого замыкания и датчик замыкания на землю на кабеле

По своей структуре электронный ДКЗ представляет собой связь функциональных блоков (рисунок 28).

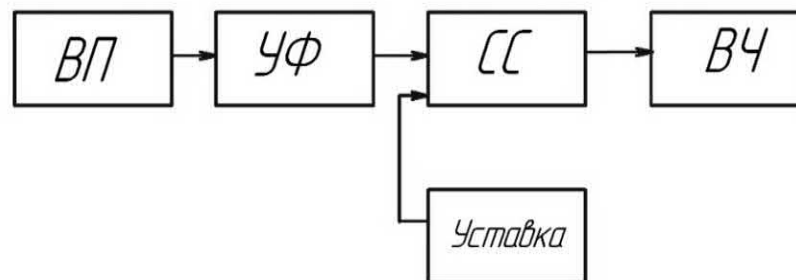


Рисунок 28 – Структурная схема электронного ДКЗ

В качестве входного преобразователя (ВП), как правило, используется промежуточный трансформатор с шунтами и активно емкостными элементами. Этот блок преобразует токовый сигнал до нужного уровня, при этом обеспечивая гальваническую развязку. В состав этой схемы входит узел формирования (УФ), который производит фильтрацию входного сигнала от ненужных помех. Электрическая схема представлена на рисунке 29.

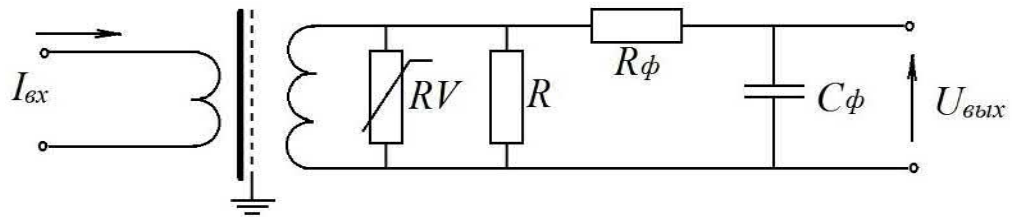


Рисунок 29 – Электрическая схема входного преобразователя

Электростатический экран, устанавливаемый между первичной и вторичной обмотками, производит снижение помех во внутренней цепи путем снижения межобмоточной емкости. Преобразование токовых сигналов осуществляется посредством активных шунтов (R). Варистор производит ограничение от перенапряжений. Схема сравнения (CC) и выходная часть ($ВЧ$) участвуют в сравнении сигнала с заданной уставкой. Выполненная с помощью компараторов схема фиксирует превышение уставки, и компаратор подает сигнал.

В состав комплекта входит датчик замыкания на землю ($ДЗЗ$), устанавливаемый на все три жилы сразу (рисунок 27). Данное электронное устройство также схоже по своему принципу действия с $ДКЗ$, но при этом оно осуществляет регистрацию токов утечки, сопровождающих однофазные замыкания на землю [109]. Если $ДКЗ$ представляет собой трансформатор тока с токовым реле, то $ДЗЗ$ это трансформатор тока нулевой последовательности с токовым реле.

Герконовые датчики нашли широкое применение в охранных системах. Простота и надежность этих устройств позволяет использовать их и в

электроэнергетике. Разработанная модель герконового датчика короткого замыкания представлена на рисунке 30 [68].

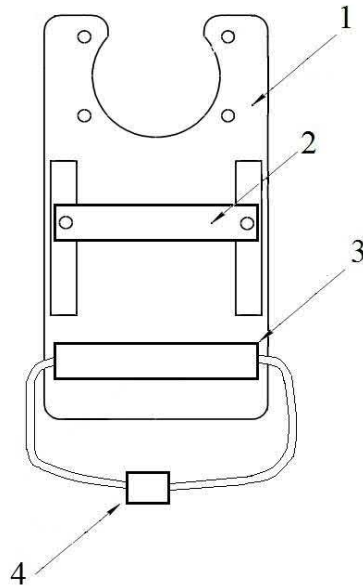


Рисунок 30 – Герконовый датчик короткого замыкания

1 – плата; 2 – постоянный магнит; 3 – геркон с двумя выводами; 4 – триггер-защелка.

Разработанная модель датчика отличается простотой конструкции, а, следовательно, и высокой надежностью её работы [14]. Основными составными элементами герконового датчика являются: плата 1, постоянный магнит 2, геркон с двумя выводами 3 и триггер-защелка 4. Плата, на которой располагаются части датчика, должна быть выполнена из материала, обладающего большим удельным сопротивлением. В качестве данного материала выбран стеклотекстолит, так как он обладает не только большим удельным сопротивлением, но и высокой термостойкостью. На плате закрепляются постоянный магнит и геркон таким образом, чтобы геркон находился в неподвижном состоянии, а положение магнита возможно было регулировать и закреплять в нужном месте. Плата имеет дугообразное отверстие для её закрепления на кабеле. Геркон или герметичный контакт представляет собой герметичный стеклянный баллон с помещенными внутри двумя ферромагнитными контактами. Баллон заполнен инертным газом,

чаще всего азотом. Подобная конструкция не только изолирует контакты от окружающей среды, но и продлевает срок службы устройства.

Принцип действия разработанного устройства основан на регистрации превышения тока уставки через зону защиты. В нормальном режиме по кабельным линиям, находящимся в работе, проходит рабочий ток, который создает вокруг себя электромагнитное поле [111]. Постоянный магнит 2 создает поле подмагничивания геркона 3, увеличивающее его чувствительность. Регулировка чувствительности производится изменением расстояния между постоянным магнитом и герконом. При этом плоскость перемещения постоянного магнита должна быть перпендикулярна КЛ. При возникновении МКЗ по кабельной линии проходит ток короткого замыкания, который увеличивает магнитное поле вокруг поврежденных кабельных жил [48,110]. Вследствие этого геркон срабатывает и замыкает сигнальную цепь. Результатом процесса замыкания геркона является срабатывание ДКЗ. После того, как защита сработает и ток КЗ будет отключен, герконовые контакты разомкнутся и ДКЗ перейдет в режим контроля. Для «запоминания» сработавших контактов в состав датчика включается триггер-защелка. Подобные устройства часто используются для хранения информации и задержки импульсных сигналов. Его однократное срабатывание оставляет контакты входящих в его состав транзисторов в последнем положении длительное время. Поэтому провалы тока и напряжения в КЛ [95] не вызовут размыкание контактов и датчик будет продолжать сигнализировать о своем включенном положении. Комбинация геркона и триггера-защелки может быть заменена герметизированным герконовым запоминающим контактом – гезаконом [117,119]. В качестве магнитного материала для его контактов используются сплавы кобальта и никеля. Вследствие этого, контакты обладают сильной намагничиваемостью и при их замыкании, они остаются в замкнутом положении длительное время. Для размыкания подается размагничивающий импульс.

Уставка датчика выставляется по положению постоянного магнита [88]. Регулировка намагничивания определяется плотностью силовых линий магнитной индукции. Соответственно, чем больше ток КЗ, тем больше расстояние между

герконом и магнитом. Определение данного расстояния осуществляется эмпирическим методом. Характерный ток для каждой выбранной точки КЗ подается по линии и производится регулировка постоянного магнита. Замыкание контактов при выбранных параметрах тока означает срабатывание на КЗ. Конечно при таком способе могут возникать неточности, поэтому для того чтобы датчики срабатывали селективно, регулирование положения постоянного магнита должно осуществляться плавно. Найденное максимальное расстояние между датчиком и герконом при его срабатывании и будет являться уставкой.

Для выбора более целесообразного решения для городских электрических сетей характерные параметры электронного ДКЗ ЕКЛ 1.2 [39], герконового УТКЗ-4 [88] и разработанного герконового ДКЗ [68] сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Параметры электронного и герконовых ДКЗ

Параметры ДКЗ	Электронный ДКЗ ЕКЛ 1.2 [39]	Герконовый ДКЗ УТКЗ-4 [88]	Разработанный герконовый ДКЗ [68]
Состав комплекта для одной КЛ	Блок питания – 1 шт., ДКЗ – 3 шт., ДЗЗ – 1 шт.	Блок питания – 1 шт., ДКЗ – 2 шт.	ДКЗ – 2 шт.
Стоимость одного комплекта	≈40 000 руб.	≈3100 руб.	≈800 руб.
Передача регистрируемой информации	Релейный выход, проводной канал связи, радиоканал ближней связи, GSM – канал передачи данных	Только при совместном подключении к устройствам передачи информации	Только при совместном подключении к устройствам передачи информации
Регистрируемые аварий	Межфазные замыкания, однофазные замыкания на землю	Межфазные замыкания	Межфазные замыкания
Тип питания батареи	Литиевая батарея, сеть собственных нужд	—	—

Как и в любом техническом элементе, надежность определяется простотой конструкции. Герконовые датчики данному условию полностью удовлетворяют, так как простота компонентной базы позволяет произвести замену как одного элемента, так и всего датчика. Так же вытекающим преимуществом разработанного ДКЗ перед другими приведенными датчиками является цена. В настоящий момент

электронные датчики ЕКЛ 1.2 и герконовые датчики, входящие в комплект УТКЗ-4, поставляются совместно с блоком управления, который значительно увеличивает его стоимость. При покупке отдельных компонентов для разработанного ДКЗ стоимость одного комплекта обойдется от 800 рублей. Следовательно, расчетная стоимость одного комплекта разработанной модели ДКЗ примерно в 3,8 раза меньше стоимости самого дешевого комплекта датчиков. Наличие в электросетевой организации службы телемеханики, которая практически необходима для обслуживания городских электрических сетей, ещё значительно уменьшит стоимость одного датчика [23,24,59]. Поэтому приведенные в таблице 8 преимущества разработанного герконового ДКЗ являются наиболее актуальными для городских распределительных сетей.

К недостаткам герконовых ДКЗ относятся сильная восприимчивость к внешним магнитным полям, а также отсутствие элемента питания. Исходя из того, что каждый датчик будет устанавливаться в отдельной ячейке закрытой ТП, то этот недостаток не является актуальным. Отсутствие же питания может быть компенсировано тем, что данные датчики возможно совместить с каким-либо устройством передачи информации на ТП. Так как в городских условиях на входных дверях ТП необходима охранная сигнализация, то подключение ДКЗ возможно осуществить по этим же каналам связи. Передаваемый сигнал может выводиться не только на пульт оператора охранной сигнализации, но и на рабочее место диспетчера, с помощью специального программного обеспечения.

Таким образом, применение герконовых датчиков предоставляет значительные преимущества только в сетях, обладающих информационной обеспеченностью. Это условие удовлетворяет текущему состоянию городских электрических сетей, следовательно, внедрение герконовых ДКЗ целесообразно. Однако ещё одним недостатком герконовых датчиков, в сравнении с электронными, является регистрация только межфазных замыканий. Герконовые датчики не способны обнаружить ОЗЗ. Тем не менее, в распределительных разветвленных сетях, электронные датчики также не могут указать какой кабель в цепочке ТП с замыканием на землю. Этот процесс аналогичен ненаправленной

защите от ОЗЗ, фиксирующей ток утечки. Поэтому применение ДЗЗ не обеспечивает выявление КЛ-10 кВ с ОЗЗ. Следовательно, электронный тип датчиков уступает герконовым датчикам по своим технико-экономическим показателям.

2.3 Разработка методики локализации однофазных замыканий на землю в кабельных линиях 10 кВ с использованием последовательного деления и перегруппирования сети на участки

Действующая методика локализации ОЗЗ в городских распределительных сетях основана на методе последовательного отключения. Её очевидными недостатками являются нежелательные отключения потребителей в ходе локализации. Более того количество отключений зависит от количества отходящих присоединений, поэтому для городских распределительных сетей существует необходимость разработки методики локализации, ограничивающей данные отключения. За основу методики взят и метод последовательного отключения, и метод последовательного деления. Применение этой комбинации предполагает последовательное деление и перегруппирование сети, с целью выявления ОЗЗ на ограниченном участке.

Разработанная методика локализации ОЗЗ в кабельных линиях 10 кВ для городских распределительных сетей состоит из этапов.

1. Получение сведений о возникновении ОЗЗ.
2. Выполнение переключений по выявлению РП с ОЗЗ.
3. Определение на РП присоединения с ОЗЗ.
4. Выполнение переключений по восстановлению электроснабжения потребителей и локализации поврежденной кабельной линии.

Каждый этап методики содержит действия, выполняемые в строгой последовательности и требующие дополнительного разъяснения. Для этого разработанную МЛП ОЗЗ целесообразно представить в виде алгоритма, приведенного на рисунке 31.

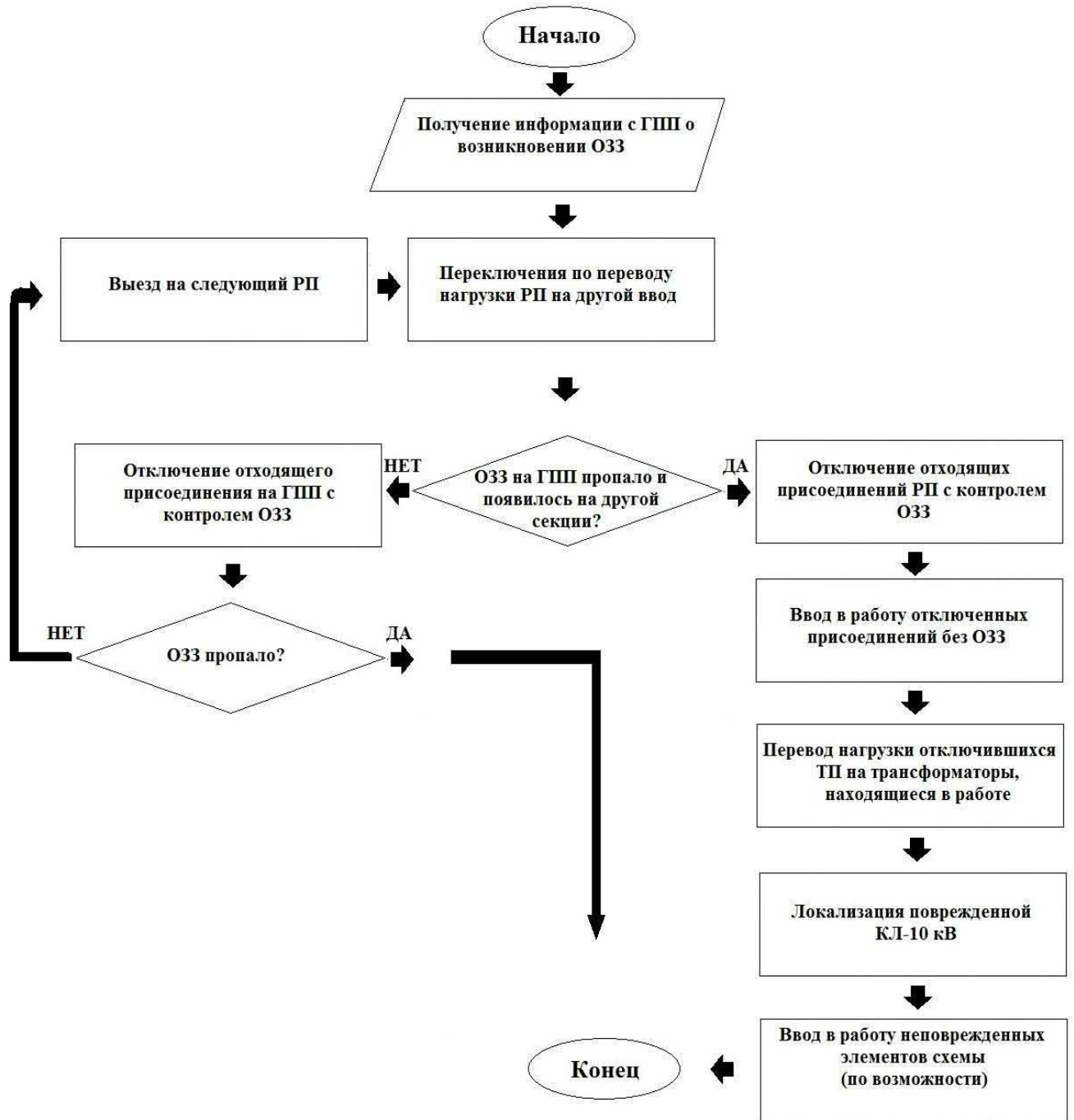


Рисунок 31 – Алгоритм локализации ОЗЗ с применением разработанной МЛП

Для описания разработанного алгоритма использована схема участка городской распределительной сети (рисунок 6). Входными данными алгоритма является информация о наличии замыкания на секции главной понизительной подстанции. Таким образом, при возникновении ОЗЗ между ТП-32 и ТП-33 (рисунок 6) срабатывает защита контроля изоляции на 1-й секции сборных шин 10

кВ ГПП (рисунок 15). Так как ОЗЗ появляется на всех присоединениях 1-й секции сборных шин 10 кВ ГПП, то и соответственное смещение нейтрали будет и на РП-1, и на РП-2. После проведения осмотра на ГПП оперативный персонал передает информацию в диспетчерский пункт.

Далее, согласно второму этапу методики, производится определение РП с ОЗЗ. Для этого на РП следует произвести перевод нагрузки секции с ОЗЗ на секцию без ОЗЗ. То есть на РП-1 включается СВ-10 яч.9 и отключается В-10 яч.1 (рисунок б). В данном случае, ОЗЗ на 1-й секции сборных шин 10 кВ сохраняется и ДК-1 производит компенсацию емкостного тока на землю. Проверка вводного кабеля 10 кВ между ГПП яч.2 и РП-1 яч.1 производится отключением яч.2 на ГПП с контролем ОЗЗ. Если замыкание не пропало, как в данном случае, это значит, что выбранная РП без ОЗЗ. Поэтому В-10 яч.2 на ГПП может быть введен в работу.

Соответствующие действия производятся на РП-2. После включения СВ-10 яч.9 и отключения В-10 яч.1, ОЗЗ появляется на 2-й секции сборных шин 10 кВ ГПП. Это означает, что РП выбран верно.

После того как РП с ОЗЗ определен, производится выявление поврежденного отходящего присоединения. Данный этап выполняется в соответствии с методом последовательного отключения. Для этого на РП-2 отключаются отходящие присоединения 1-й секции сборных шин 10 кВ с контролем земли. После отключения яч.3 замыкание на землю пропадает, следовательно, поврежденная линия отключена.

Последним действием методики является выполнение переключений по восстановлению электроснабжения потребителей и локализации поврежденной кабельной линии. Для этого нагрузка отключенных ТП переводится на трансформаторы, находящиеся в работе. Далее определяется поврежденная между подстанциями КЛ-10 кВ с помощью производства измерений сопротивления изоляции.

Рассмотрим описанный алгоритм в виде графа и в матрично-предикатном виде. Граф-схема алгоритма с доопределенными функциональными блоками представлена на рисунке 32.

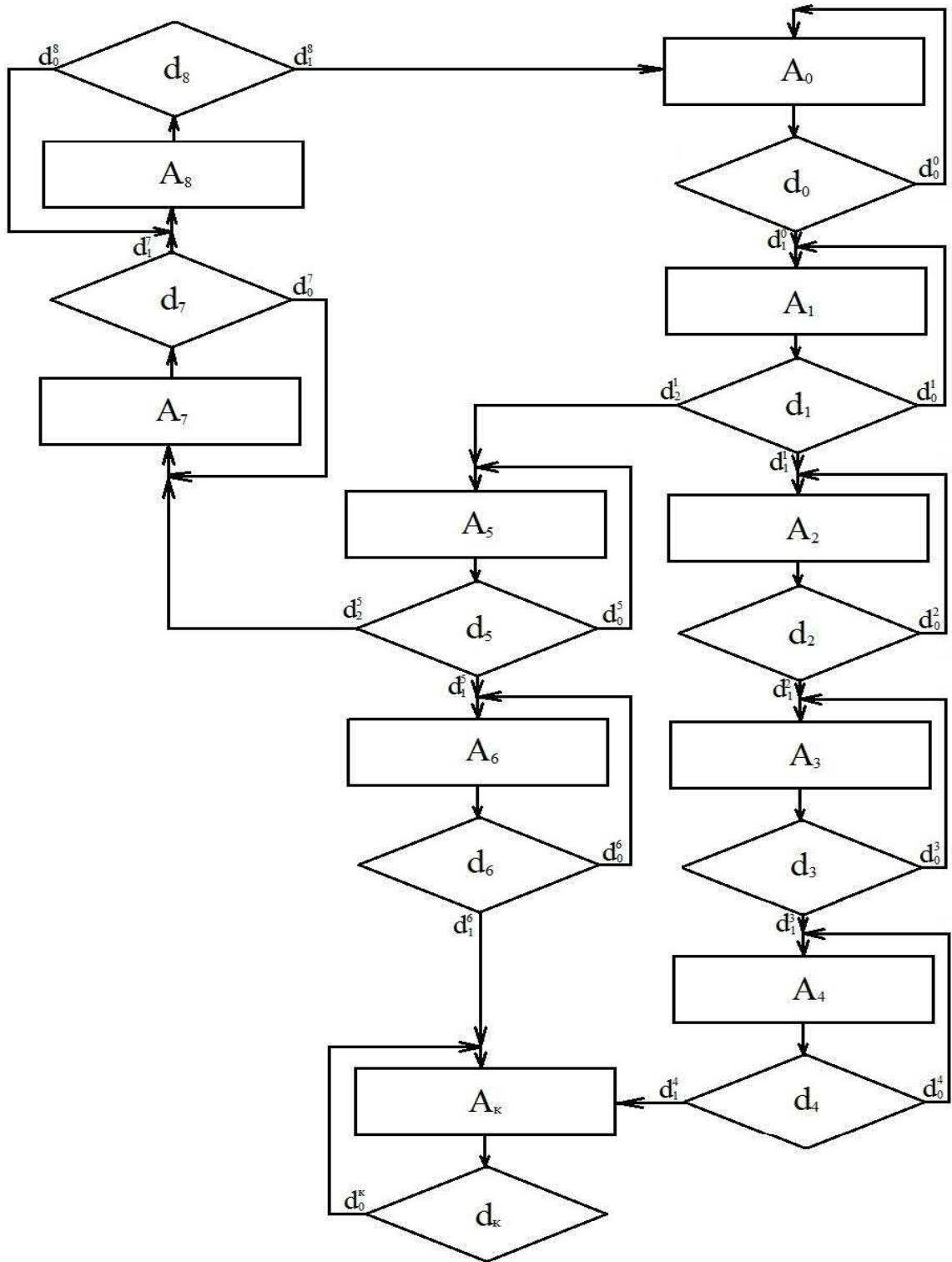


Рисунок 32 – Граф-схема алгоритма локализации ОЗЗ

Блоки действия граф-схемы соответствуют операциям, выполняемым в ходе локализации:

A_0 – получение информации с ГПП о возникновении ОЗЗ;

A_1 – переключения по переводу нагрузки РП на другой ввод;

A_2 – отключение отходящих присоединений РП с контролем ОЗЗ;

A_3 – ввод в работу отключившихся присоединений без ОЗЗ;

A_4 – локализация поврежденной КЛ-10 кВ с вводом в работу неповрежденных элементов схемы;

A_5 – отключение отходящего присоединения на ГПП с контролем ОЗЗ;

A_6 – локализация поврежденной КЛ-10 кВ;

A_7 – ввод в работу отключенного присоединения на ГПП;

A_8 – выезд на следующий РП;

A_k – конец алгоритма.

Предикатные блоки d_1 и d_5 являются условиями алгоритма (рисунок 31), возникающими после соответствующих им блоков действия:

d_0 – ОЗЗ пропало и появилось на другой секции;

d_5 – ОЗЗ пропало.

Остальные предикатные блоки фиксируют окончание операций, заданных в блоках действия [69,70]. Двудольный граф разработанного алгоритма представлен на рисунке 33.

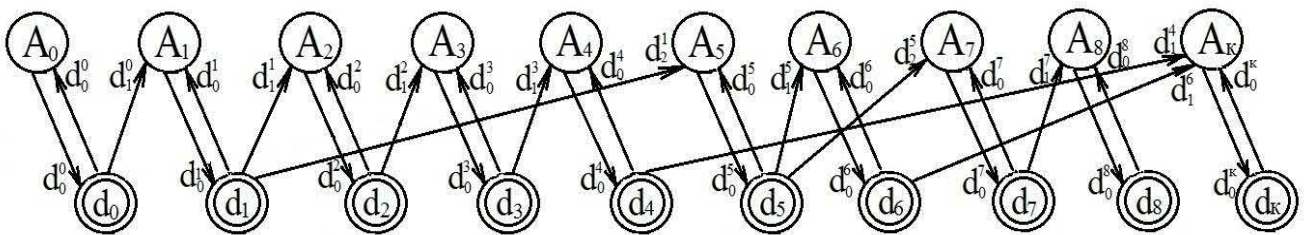


Рисунок 33 – Алгоритма локализации ОЗЗ в виде двудольного графа

На рисунке 34 показан алгоритм локализации в матрично-предикатном виде, а на рисунке 35 алгоритм локализации в матрично-предикатном виде в функционально-предикативной форме.

$$M^A = \begin{array}{c} \begin{array}{cccccccccccccccccccccccc} A_0 d_0^0 A_0 & A_0 d_0^0 d_0^1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ d_0 d_0^1 A_0 & d_0 d_0^1 d_0^1 & d_0 d_0^1 A_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & A_1 d_1^1 A_1 & A_1 d_1^1 d_1^1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & d_1 d_1^1 A_1 & d_1 d_1^1 d_1^1 & d_1 d_1^1 A_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_1 d_1^1 A_3 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & A_2 d_2^1 A_2 & A_2 d_2^1 d_2^1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & d_2 d_2^1 A_2 & d_2 d_2^1 d_2^1 & d_2 d_2^1 A_3 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_3 d_3^1 A_3 & A_3 d_3^1 d_3^1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_3 d_3^1 A_3 & d_3 d_3^1 d_3^1 & d_3 d_3^1 A_4 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_4 d_4^1 A_4 & A_4 d_4^1 d_4^1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_4 d_4^1 A_4 & d_4 d_4^1 d_4^1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_4 d_4^1 A_4 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_5 d_5^1 A_5 & A_5 d_5^1 d_5^1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_5 d_5^1 A_5 & d_5 d_5^1 d_5^1 & d_5 d_5^1 A_6 & 0 & d_5 d_5^1 A_7 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_6 d_6^1 A_6 & A_6 d_6^1 d_6^1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_6 d_6^1 A_6 & d_6 d_6^1 d_6^1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_6 d_6^1 A_6 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_7 d_7^1 A_7 & A_7 d_7^1 d_7^1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_7 d_7^1 A_7 & d_7 d_7^1 d_7^1 & d_7 d_7^1 A_8 & 0 & 0 & 0 \\ d_0 d_0^1 A_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{array} \end{array}$$

Рисунок 34 – Алгоритм локализации ОЗЗ в матрично-предикатном виде

$$M^{A^*} = \begin{array}{c|cccccccccccc|cccccccccccc}
A_0 d_0^1 A_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_0 d_0^1 d_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & A_1 d_1^1 A_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_1 d_1^1 d_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & A_2 d_2^1 A_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_2 d_2^1 d_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & A_3 d_3^1 A_3 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_3 d_3^1 d_3 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & A_4 d_4^1 A_4 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_4 d_4^1 d_4 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_5 d_5^1 A_5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_5 d_5^1 d_5 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_6 d_6^1 A_6 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_6 d_6^1 d_6 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_7 d_7^1 A_7 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_7 d_7^1 d_7 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_8 d_8^1 A_8 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_8 d_8^1 d_8 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_9 d_9^1 A_9 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & A_9 d_9^1 d_9 \\
\hline
d_0 d_0^1 A_0 & d_0 d_0^1 A_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_0 d_0^1 d_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & d_1 d_1^1 A_1 & d_1 d_1^1 A_2 & 0 & 0 & d_1 d_1^1 A_3 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_1 d_1^1 d_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & d_2 d_2^1 A_2 & d_2 d_2^1 A_3 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_2 d_2^1 d_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & d_3 d_3^1 A_3 & d_3 d_3^1 A_4 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_3 d_3^1 d_3 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & d_4 d_4^1 A_4 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_4 d_4^1 A_5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_4 d_4^1 d_4 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_5 d_5^1 A_5 & d_5 d_5^1 A_6 & d_5 d_5^1 A_7 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_5 d_5^1 d_5 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_6 d_6^1 A_6 & 0 & 0 & d_6 d_6^1 A_7 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_6 d_6^1 d_6 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_7 d_7^1 A_7 & d_7 d_7^1 A_8 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_7 d_7^1 d_7 & 0 \\
d_8 d_8^1 A_8 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_8 d_8^1 A_9 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_8 d_8^1 d_8 \\
0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_9 d_9^1 A_9 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & d_9 d_9^1 d_9
\end{array}$$

Рисунок 35 – Алгоритм локализации ОЗЗ в матрично-предикатном виде в функционально-предикативной форме

Приведенные представления алгоритма локализации ОЗЗ (рисунки 33,34,35) имеют одинаковую актуальность с представлениями алгоритма локализации МКЗ (рисунки 23,25,26). Использование разработанного алгоритма локализации ОЗЗ не только ускоряет поиск замыкания на землю, но и позволяет производить отыскание без отключения потребителей. Эти преимущества актуальны именно в городских условиях, так как даже кратковременные перерывы электроснабжения потребителей участка жилого фонда являются негативными мероприятиями. Возрастание риска возникновения замыкания в другом месте сети во времени сопоставимо с продолжительностью поиска ОЗЗ методикой последовательного отключения. Здесь учитывается, что при использовании последовательного отключения, количество переключений возрастает, что может привести к выходу за установленный регламент по времени. Поэтому для обоснования разработанной МЛП ОЗЗ необходима диагностика перенапряжений, возникающих при переключениях во время замыкания на землю.

Выводы

1. Разработана МЛП при МКЗ в кабельных линиях 10 кВ с применением ДКЗ. Приведены преимущества данной методики, а также актуальность её применения.
2. Разработана модель герконового датчика короткого замыкания. Описан принцип действия данного датчика и порядок выбора уставок срабатывания. В ходе технико-экономического анализа показано, что примерная стоимость одного комплекта разработанных датчиков в 3,8 раза меньше стоимости самого дешевого комплекта датчиков.
3. Разработана МЛП при ОЗЗ в кабельных линиях 10 кВ с применением последовательного деления и перегруппирования сети на участки. Приведены преимущества данной методики, а также необходимость исследования перенапряжений, возникающих при переключениях во время ОЗЗ.

Глава 3 Диагностика однофазных замыканий на землю в городских распределительных сетях

Исследование переходных процессов в электрических сетях до конца прошлого века производилось с использованием экспериментальных физических моделей. Проведенные с помощью них исследования послужили основой для разработки математических моделей на ЭВМ. В настоящий момент в связи со сложностью проведения подобных экспериментов в действующих электроустановках отдается предпочтение имитационному математическому моделированию. Данный способ анализа является мощным средством исследования переходных процессов во время аварийных режимов.

Для проверки применимости разработанной методики локализации ОЗЗ необходимо исследовать перенапряжения, сопровождающие переключения при замыкании на землю. Упрощенные модели электрической сети исследованы в программном обеспечении MATLAB с пакетом расширения SIMULINK [33]. Эта система адаптирована под персональные компьютеры IBMPC и имеет комплекс подсистем для представления информации. На основе имитационного моделирования возможно проанализировать возникающие перенапряжения в необходимом диапазоне исследования.

3.1 Моделирование однофазного замыкания на землю в городских распределительных сетях

Все однофазные замыкания на землю можно разделить на устойчивые и неустойчивые [83]. Устойчивые замыкания характеризуются надежной гальванической связью между фазой и землей. Это соединение может быть обеспечено непосредственной металлической связью, низким переходным сопротивлением, а также устойчивым горением электрической дуги. Устойчивые замыкания характеризуются наличием в токах и напряжении принужденных составляющих промышленной частоты и высших гармоник. Наиболее же

распространенным видом однофазного замыкания на землю является неустойчивое. При неустойчивом ОЗЗ формы тока имеют прерывистую характеристику, в которой присутствуют свободные составляющие переходного процесса. Амплитуда этой составляющей зависит от многочисленных факторов: суммарного емкостного тока, параметров линии сети, удаленности места замыкания от питающих шин и др. [64]. В зависимости от периодичности соединения поврежденной фазы с землей, неустойчивые замыкания на землю бывают однократными самоустраняющимися и дуговыми прерывистыми. Если зажигание электрической дуги происходит с периодичностью менее одной десятой секунды, то такое замыкание на землю называют дуговым перемежающимся. Применение ДГР позволяет снизить интенсивность данной разновидности замыкания, так как повторные зажигания дуги не сопровождаются накоплением зарядов на неповрежденных фазах, и дуга уже приобретает прерывистый характер. Если исходить из полного процесса развития однофазных замыканий на землю, то повреждение изоляции в результате однократного самоустраняющегося замыкания постепенно переходит в прерывистое, либо с перемежающейся дугой. Соответственно, далее это замыкание может перейти уже в устойчивое, которое приведет к межфазному короткому замыканию. Таким образом, переход однофазного замыкания на землю в многофазное уже будет сопровождаться отключением поврежденного участка и подключенных потребителей. Поэтому ликвидация замыкания на землю должна проводиться оперативно, точно и на время, не превышающее допустимую работу ДГР.

Возникновение однофазного замыкания на землю приводит к падению напряжения поврежденной фазы по отношению к земле до нуля и к повышению напряжения неповрежденных фаз до линейного значения (рисунок 36). Такое смещение нейтрали характерно для устойчивых «металлических» ОЗЗ. Соответственно, векторная сумма этих трех напряжений уже не равна нулю, а величина тока ОЗЗ зависит от емкостных составляющих неповрежденных фаз и места замыкания на землю.

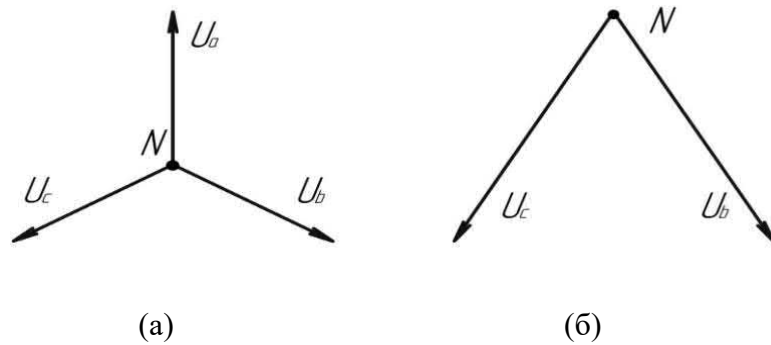


Рисунок 36 – Векторная диаграмма напряжений
а) в нормальном режиме, б) при однофазном КЗ

Исходя из того, что падения напряжения трехфазной нагрузки и емкостных токов ничтожно малы, напряжение смещения нейтрали практически одинаково в любой точке сети, имеющей электрическое соединение с поврежденной фазой. Для рассмотрения электрических параметров ОЗЗ необходимо произвести моделирование участка городской электрической сети. Так как электрические параметры неустойчивого ОЗЗ носят случайный характер, то целесообразнее рассматривать устойчивое «металлическое» ОЗЗ. Исследование произведено с помощью программного обеспечения MATLAB SIMULINK.

Для проведения моделирования однофазного замыкания на землю в сети 10 кВ описанная часть энергосистемы рассмотрена в системе общего городского электроснабжения (рисунок 37).

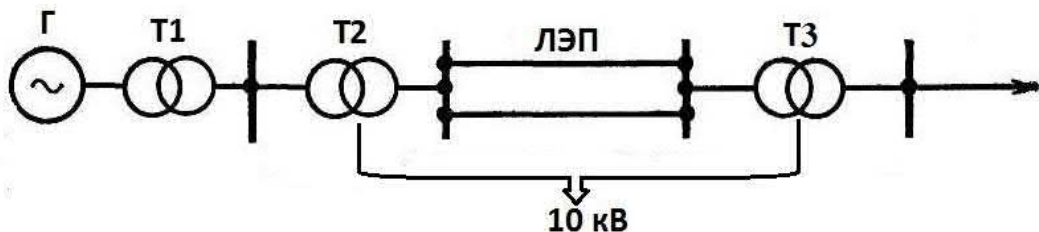


Рисунок 37 – Упрощенная структурная схема городского электроснабжения

На упрощенной структурной схеме генератор Г является генератором на местной городской ТЭЦ. Трансформатор Т1 повышает генераторное напряжение

до 110 кВ. Трансформатор Т2 соответствует силовому трансформатору на ГПП, который понижает напряжение высоковольтной сети (110 кВ) до напряжения распределительной сети (10 кВ). Далее, на схеме представлена ЛЭП, являющаяся распределительной сетью 10 кВ. ЛЭП осуществляет передачу и распределение электрической энергии от трансформатора Т2 до трансформатора Т3. В данном случае под ЛЭП подразумевается не только линия, но и распределительные пункты с входящими в них распределительными устройствами. Трансформатор Т3 соответствует трансформатору на ТП и преобразует среднее напряжение 10 кВ до низкого 0,4 кВ. Электрические характеристики элементов распределительной сети были внесены в параметры моделируемой схемы (рисунок 38).

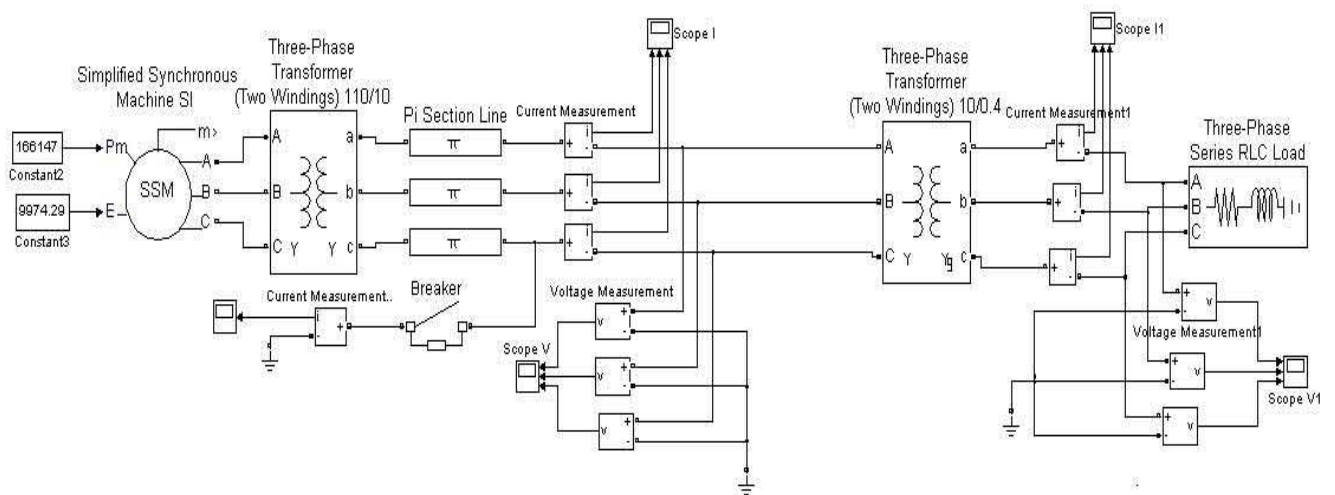


Рисунок 38 – Модель распределительной сети при замыкании на землю

В расчетной модели используются стандартные блоки с внесенными в них характеристиками, приближенными к реальным [34,92]. Участок распределительной сети ограничен двумя двухобмоточными трансформаторами.

Трансформатор – Three-Phase Transformer 110/10 является понижающим трансформатором на ГПП.

В качестве источника питания выбран блок – Simplified Synchronous Machine, который представляет собой синхронный генератор переменного тока мощностью 10 ГВА.

Распределение электроэнергии происходит в сети напряжением 10 кВ. Линия электропередач внесена в виде стандартного блока – PI Section Line из библиотеки Sim Power System. Данная модель линии представляет собой ЛЭП с сосредоточенными параметрами. Её характеристики подобраны под кабель 10 кВ марки АСБ 3х120. По справочнику Неклепаева Б.М. [62] определены: погонное активное сопротивление – 0,2568 Ом/км, погонное индуктивное сопротивление – 0,081 Ом/км и емкостная проводимость – $116 \cdot 10^{-4}$ См·км. Для того чтобы задать эти значения в блок параметров линии, необходимо привести данные характеристики к соответствующим единицам измерения. По табличному значению удельного индуктивного сопротивления индуктивность линии определяется как:

$$L = \frac{X_L}{2\pi f}, \quad (13)$$

$$L = \frac{0,081}{2 \cdot 3,14 \cdot 50} = 0,00025 \text{ Гн.}$$

Емкостное сопротивление кабельной линии определяется исходя из значения емкостной проводимости:

$$X_C = \frac{1}{b_C}, \quad (14)$$

$$X_C = \frac{1}{116 \cdot 10^{-4}} = 86,2 \text{ Ом/км.}$$

Емкость определяется как:

$$C = \frac{1}{2\pi f X_C}, \quad (15)$$

$$C = \frac{1}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 86,2} = 3,6 \cdot 10^{-5} \text{ Ф.}$$

Эти параметры соответствуют заданным значениям для линии, так как её длина выбрана 1 км.

Блок силового трансформатора – Three-Phase Transformer 10/0,4 представляет собой модель трехфазного силового трансформатора [34]. Его электрические величины заданы в соответствии с характеристиками трансформатора ТМ 630/10/0,4. Таким образом, номинальная полная мощность трансформатора равна 630000 ВА, линейное напряжение обмотки ВН – 10000 В и линейное напряжение обмотки НН – 400 В. В соответствии с режимом работы нейтрали задаются и схемы соединения обмоток трансформатора. По высокой стороне обмотки соединены в «звезду», а по низкой – в «звезду с заземленной нейтральной точкой».

Модель трехфазной нагрузки – Three-Phase RLC Load подключена к низкой стороне трансформатора 10/0,4 кВ. Активная и реактивная нагрузки были подобраны так, чтобы полная мощность потребителя соответствовала половине мощности трансформатора.

Так как электрические параметры неустойчивого ОЗЗ носят случайный характер, то целесообразнее будет рассматривать устойчивое «металлическое» ОЗЗ. Для осуществления «металлического» соединения фазы с землей используется однофазный ключ (Breaker).

В нормальном режиме, напряжения во всех фазах, по отношению к земле, равны соответствующим фазным напряжениям. Согласно векторной диаграмме, напряжения образуют симметричную звезду, следовательно, напряжение в нейтральной точке, как и ток равны нулю. В момент времени 0,1 с после включения сети, происходит соединение фазы «С» с землей (рисунок 38). Следовательно, возникает ОЗЗ. При этом по высокой стороне наблюдается снижение фазного напряжения – U_C до нуля и повышение напряжений неповрежденных фаз – U_A , U_B до соответствующих линейных значений (рисунок 39).

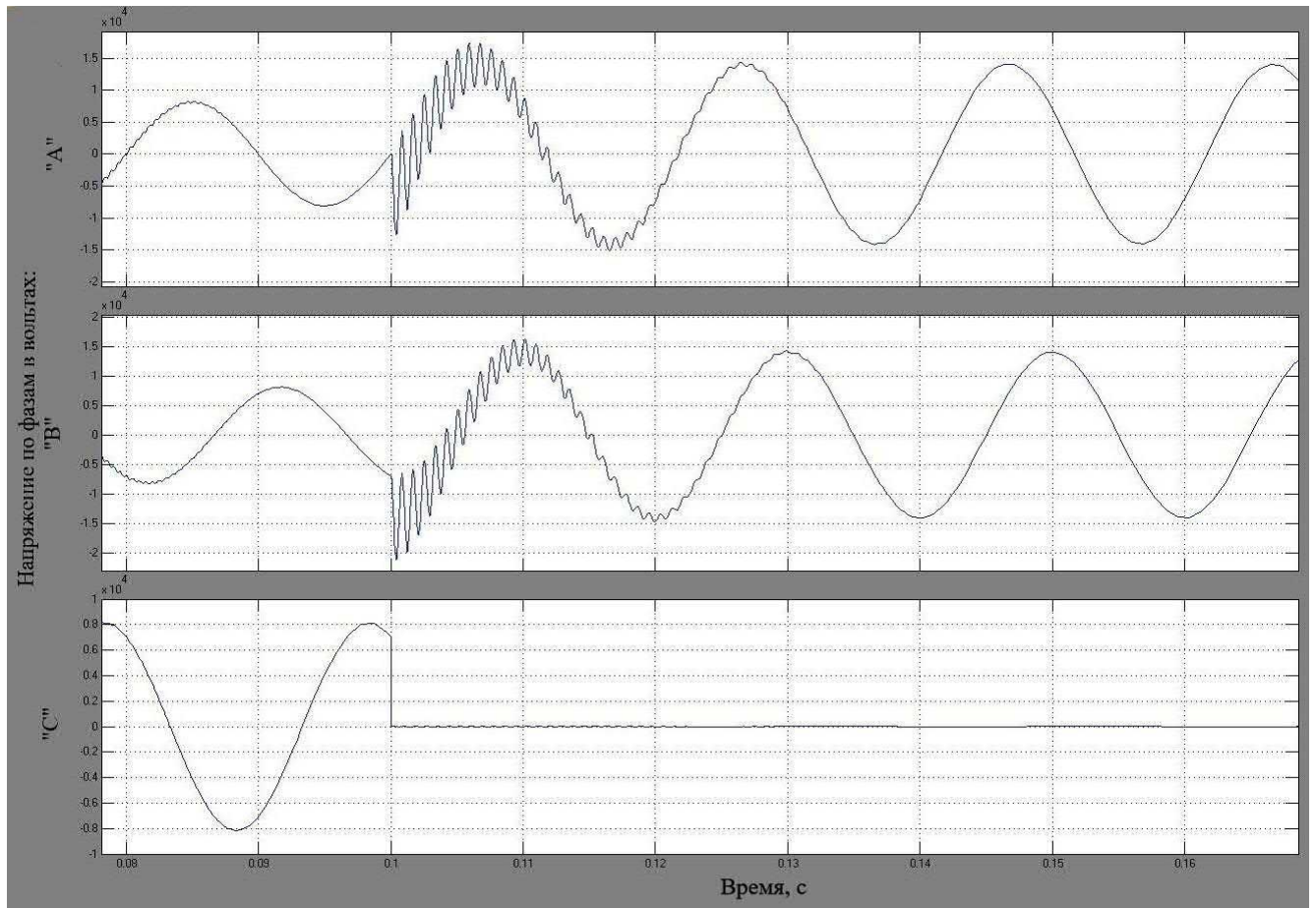


Рисунок 39 – Осциллограмма фазных напряжений в распределительной сети при замыкании на землю

Происходит смещение нейтральной точки в сторону поврежденной фазы и, таким образом, симметрия нарушается. Исходя из представленной осциллограммы видно, что напряжения в неповрежденных фазах, относительно нейтрали, возрастают в $\sqrt{3}$ раз. При этом линейные напряжения остаются неизменными. В момент соединения фазы с землей возникает переходный процесс, включающий аperiodическую составляющую [1,17]. Его продолжительность составляет около 0,04 с. Так же момент возникновения ОЗЗ совпал с периодом максимума для напряжения по фазе «В». Амплитудное значение напряжения достигает 20 кВ, что соответствует 14 кВ действующего напряжения. Относительно сети 10 кВ данное значение является превышенным отклонением от нормируемого напряжения. Однако, в электрических сетях, так или иначе, электрооборудование либо подвергается воздействию, либо само генерирует различные виды

перенапряжений. Для каждого устройства величина выдерживаемых коммутационных перенапряжений не должна превышать значений, связанных с уровнем испытательных напряжений [3]. Данные кратковременные перенапряжения не превышают испытательное напряжение оборудования 10 кВ [78]. Следовательно, возникновение ОЗЗ в исследуемой сети не приведет к повреждению высоковольтного электрооборудования. Исходя же из показаний амперметров, токи на соответствующих фазах обмотки высокого напряжения трансформатора остались равны тем же нагрузочным токам, что и до замыкания. То есть, если линейное напряжение остается неизменным, то электроснабжение трехфазных потребителей производится в таком же режиме, какой был до замыкания [81,108]. Несмотря на отсутствие короткозамкнутого контура, ток на землю в поврежденной фазе всё-таки возникает (рисунок 40).

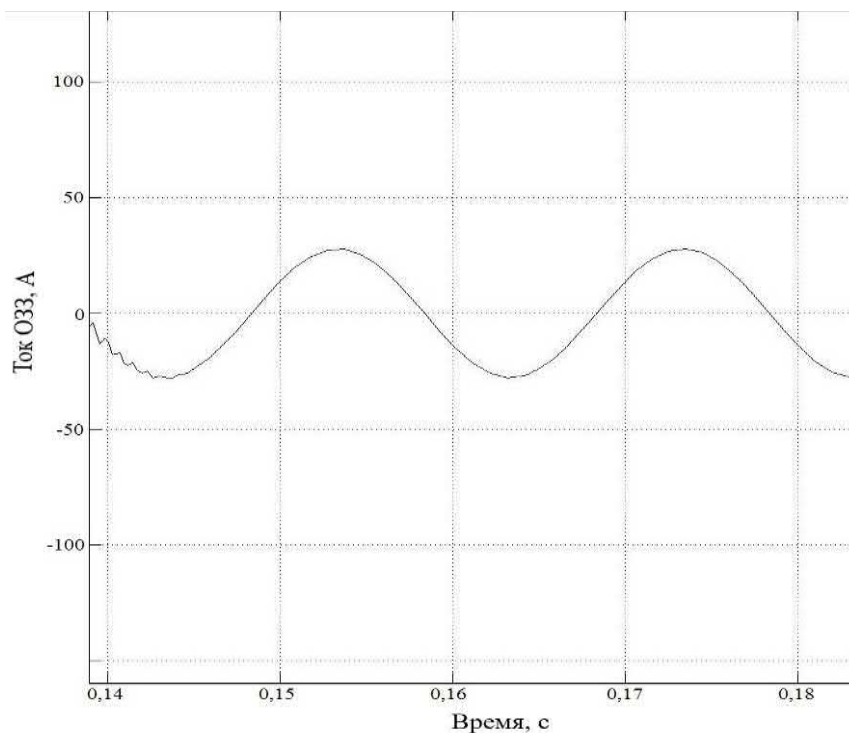


Рисунок 40 – Осциллограмма тока в нейтрали при замыкании на землю

В рассматриваемых условиях амплитудное значение тока составляет почти 25 А, что соответствует 17,6 А действующего значения. Данный ток замыкания на землю соответствует реальным значениям, характерным для городских

распределительных сетей. Он обусловлен емкостными проводимостями двух неповрежденных фаз. Так как городские кабельные сети имеют значительную протяженность, то ток ОЗЗ в месте замыкания может достигать и сотен ампер [87,99,100]. Подобные значения тока приведут к быстрому разрушению межфазной изоляции и переходу ОЗЗ в короткое замыкание. Схема сети с изолированной нейтралью при замыкании на землю представлена на рисунке 41.

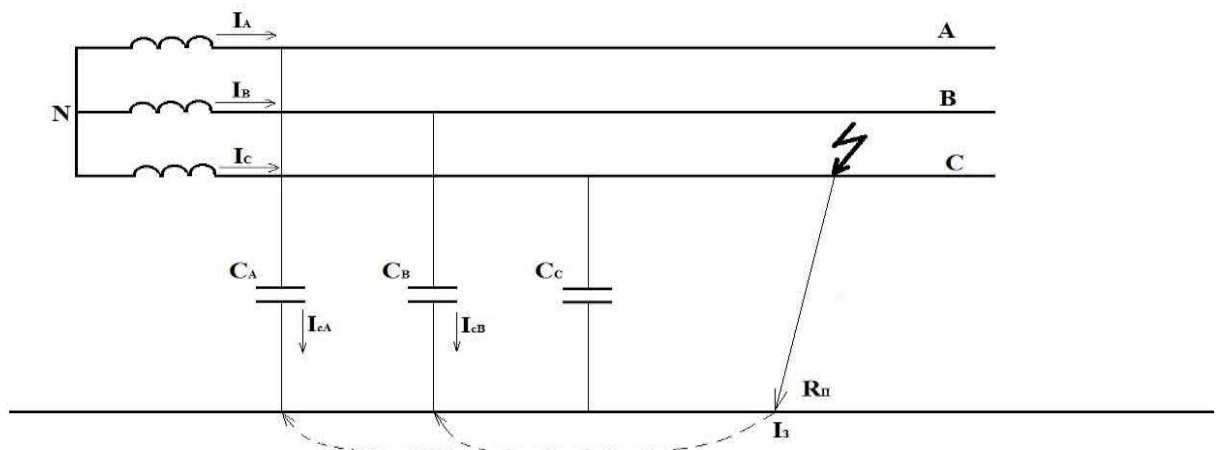


Рисунок 41 – Схема сети с изолированной нейтралью при замыкании на землю

Возникновение замыкания в фазе «С» привело к образованию двух контуров:

- точка замыкания, емкость фазы «В» линии, нейтраль генератора, фаза «С» генератора, линия фазы «С» до точки замыкания;
- точка замыкания, емкость фазы «А» линии, нейтраль генератора, фаза «С» генератора, линия фазы «С» до точки замыкания.

Ток в месте замыкания определяется как векторная сумма емкостных токов $I_{C,A}$, $I_{C,B}$ и определяется выражением:

$$I_3 = \frac{U_{AC}}{-iX_C} + \frac{U_{BC}}{-iX_C}, \quad (16)$$

где U_{AC} , U_{BC} – это межфазные напряжения фаз «А» и «В» относительно поврежденной фазы «С».

Следовательно, чем больше ёмкость линии, тем меньше её емкостное сопротивление. Ток замыкания на землю, в данном случае, напрямую зависит от величины емкости в сети [112,116]. Это заключение будет необходимо для проведения дальнейших исследований. Так как моделируемое замыкание является «металлическим», то никакого переходного сопротивления в месте замыкания нет, этим и обусловлен относительно большой ток замыкания на землю [91]. В процессе моделирования производилось уменьшение величины емкости линии от заданных рассчитанных значений. В результате этого, соотношение (16) подтвердилось, и ток замыкания на землю пропорционально уменьшался [11].

На стороне 0,4 кВ значения токов и напряжений не изменялись (рисунок 42).

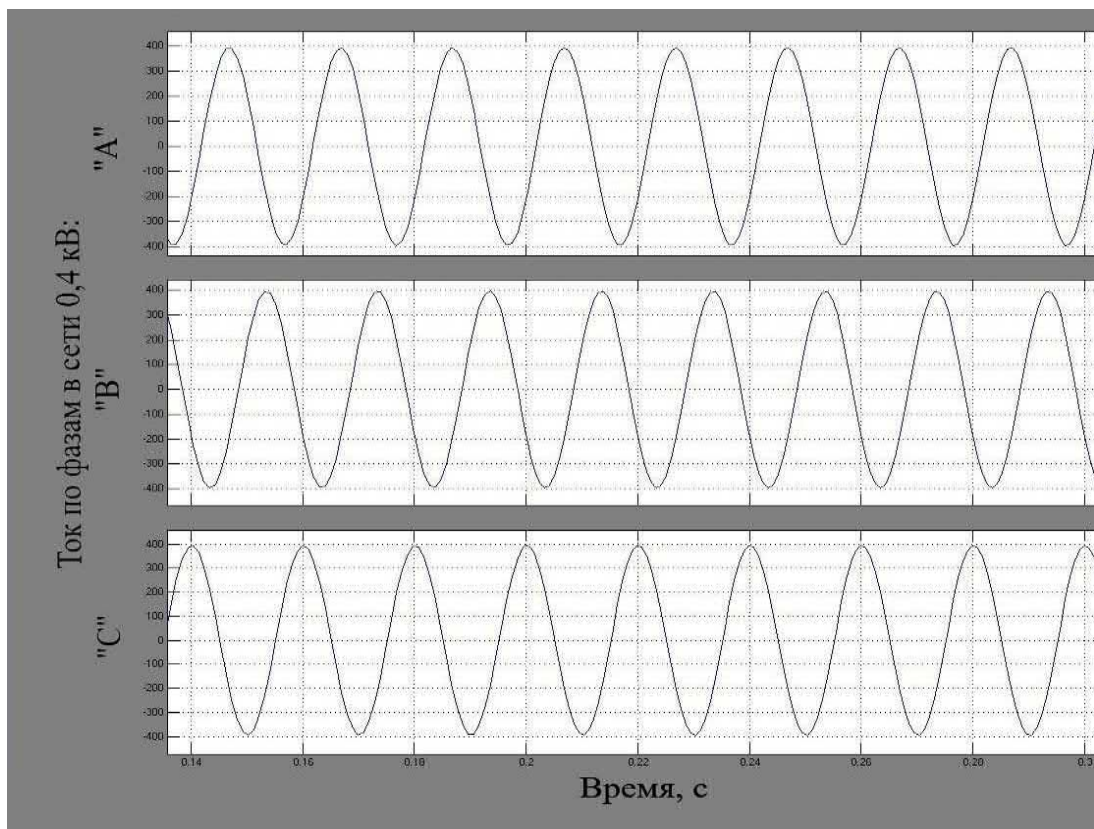


Рисунок 42 – Осциллограмма токов в сети 0,4 кВ при замыкании на землю

Переходный процесс в момент замыкания передается и по стороне низшего напряжения трансформатора. Осциллограмма фазных напряжений на нагрузке 0,4 кВ представлена на рисунке 43.

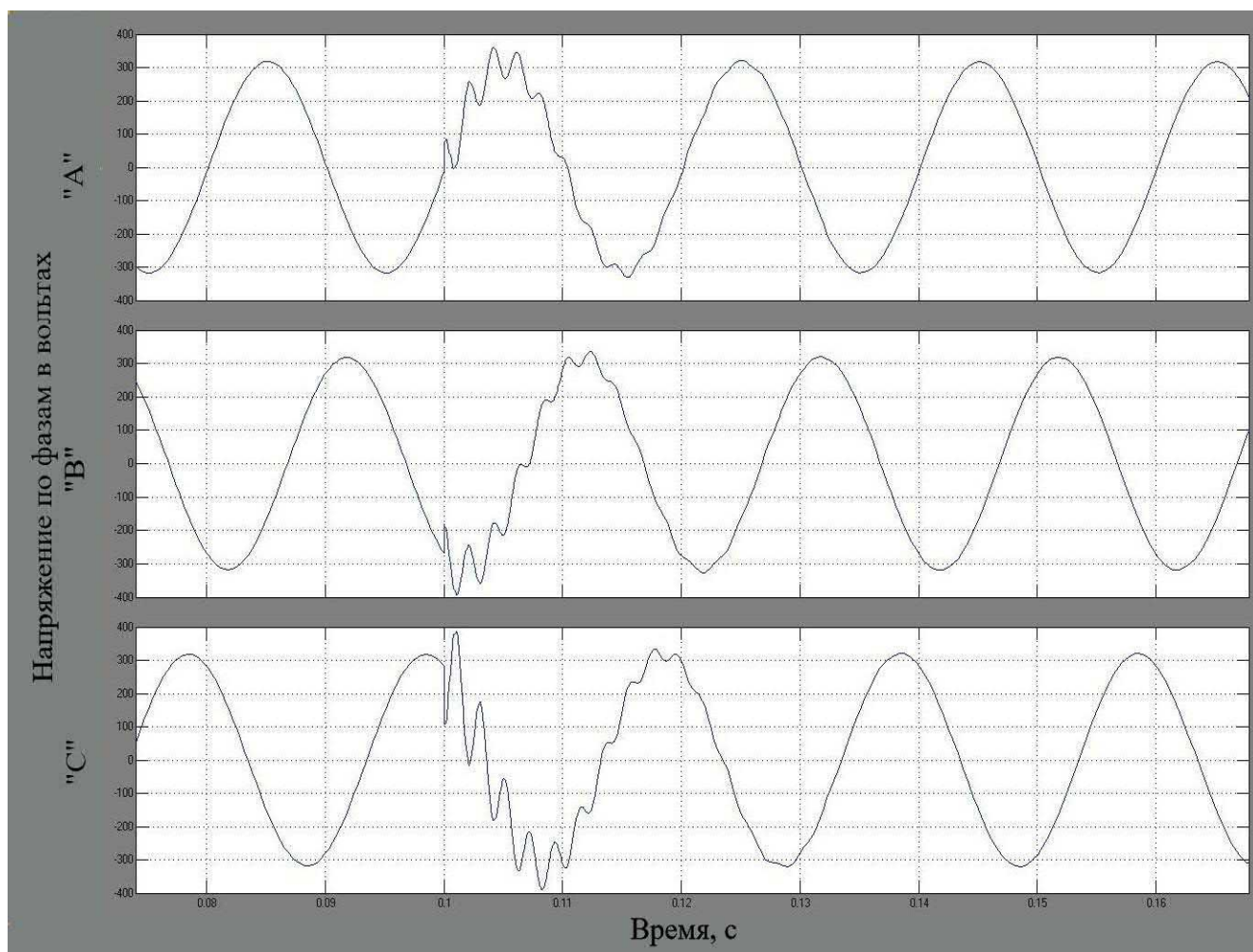


Рисунок 43 – Осциллограмма напряжений в сети 0,4 кВ при замыкании на землю

Исходя из данной осциллограммы, видно, что пиковое амплитудное значение напряжения по фазе «В» достигает 400 В. Для непосредственных потребителей это импульсное перенапряжение соответствует 282 В фазного значения. Данное перенапряжение также является превышенным значением от нормируемого напряжения [27], что может привести к повреждению изоляции электроприборов. Параметры электрической прочности для некоторого бытового низковольтного оборудования представлены в таблице 9.

Исходя из представленных в таблице 9 данных, основное низковольтное электрооборудование напряжением 0,4 кВ имеет высокий запас прочности [28,29,37]. Поэтому возникновение и локализация ОЗЗ в сети 10 кВ происходит незаметно для конечных потребителей.

Таблица 9 – Электрическая прочность низковольтного оборудования

Наименование оборудования	Электрическая прочность изоляции, В
Электропроводки	1000 - 6000
Слаботочные приборы	1000 - 3000
Схемы с дискретными элементами (резисторами, конденсаторами и т.д.)	500 - 5000
Интегральные микросхемы, биполярная техника, операционные усилители	50 - 100

В исследуемой модели были рассмотрены параметры сети при «металлическом» устойчивом ОЗЗ. Возникшие кратковременные перенапряжения не представляют угрозы для оборудования с исправной изоляцией [32]. Однако ток в месте ОЗЗ может представлять опасность для жизни людей и животных, находящихся рядом с данным замыканием. Поэтому необходима компенсация емкостного тока на землю. Это решение позволит не только уменьшить ток ОЗЗ, но и ограничить перенапряжения, которые особенно характерны при замыканиях через дугу.

3.2 Моделирование однофазного замыкания на землю при кратковременном объединении секций шин 10 кВ в городских распределительных сетях

Для рассмотрения процесса объединения секций шин 10 кВ взята модель схемы, представленной на рисунке 30. Секционная перемычка 10 кВ выполнена линиями связи, а секционный выключатель ключом – Three-Phase Breaker (рисунок 44).

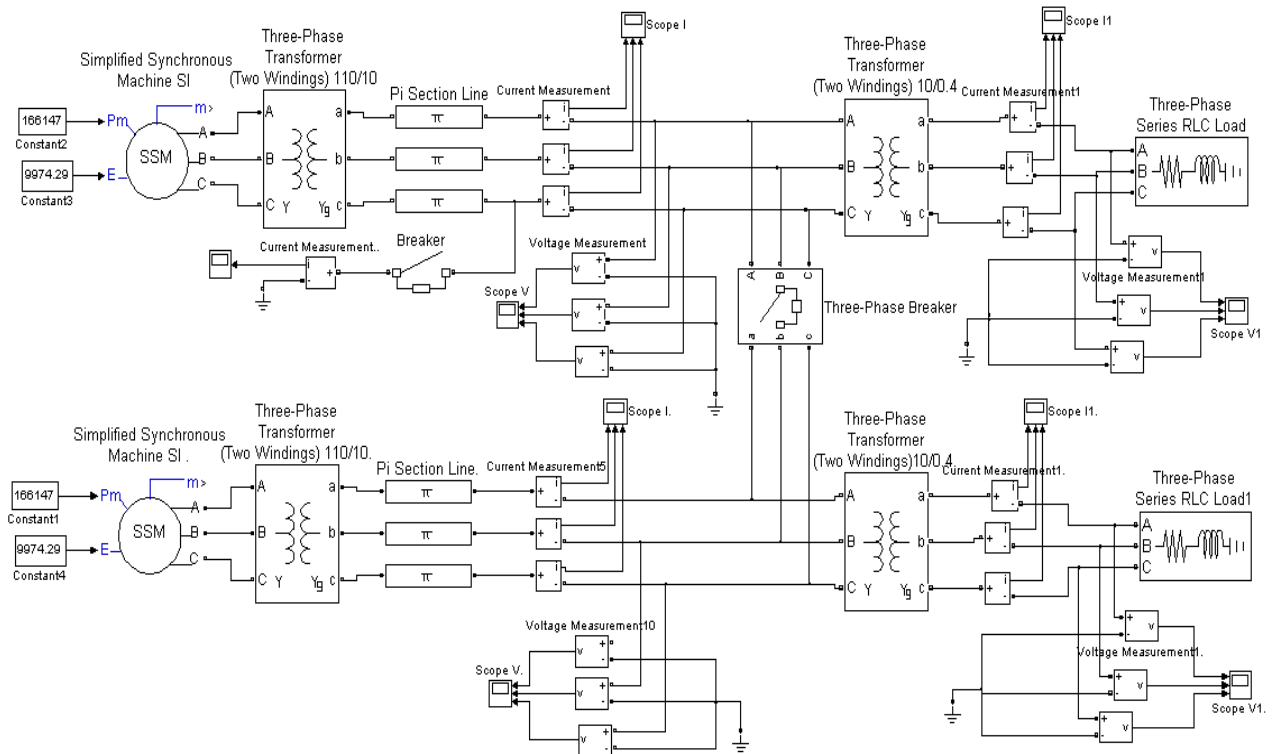


Рисунок 44 – Модель двухсекционной распределительной схемы с замыканием на ЗЕМЛЮ

С помощью двухсекционной модели (рисунок 44) возможно исследовать перенапряжения, возникающие при переключениях во время ОЗЗ. До замыкания на землю две секции работают раздельно. Каждый генератор питает свою линию, от которой в свою очередь подключены трансформатор и нагрузка. В момент времени 0,1 с возникает ОЗЗ на 1-й секции сборных шин 10 кВ по фазе «С». Замыкание осуществляется с помощью однофазного ключа – Breaker. В результате этого напряжение поврежденной фазы «С» снижается до нуля, а в фазах «А» и «В» повышается до линейных значений. Далее, согласно разработанной МЛП ОЗЗ (рисунок 31), производится перевод нагрузки на другой ввод. Для этого включается секционный выключатель, представленный блоком – Three-Phase Breaker, который замыкает обе секции на параллельную работу [7,8]. Переключения производятся в наиболее опасный момент времени (0,2 с) при достижении максимального амплитудного значения напряжения по фазе «В». При этом на неповрежденной 2-й секции возникает однофазное замыкание на землю, сопровождаемое смещением

нейтрали. На 1-й секции замыкание на землю по-прежнему сохраняется. Осциллограмма напряжений при соответствующих переключениях представлена на рисунке 45.

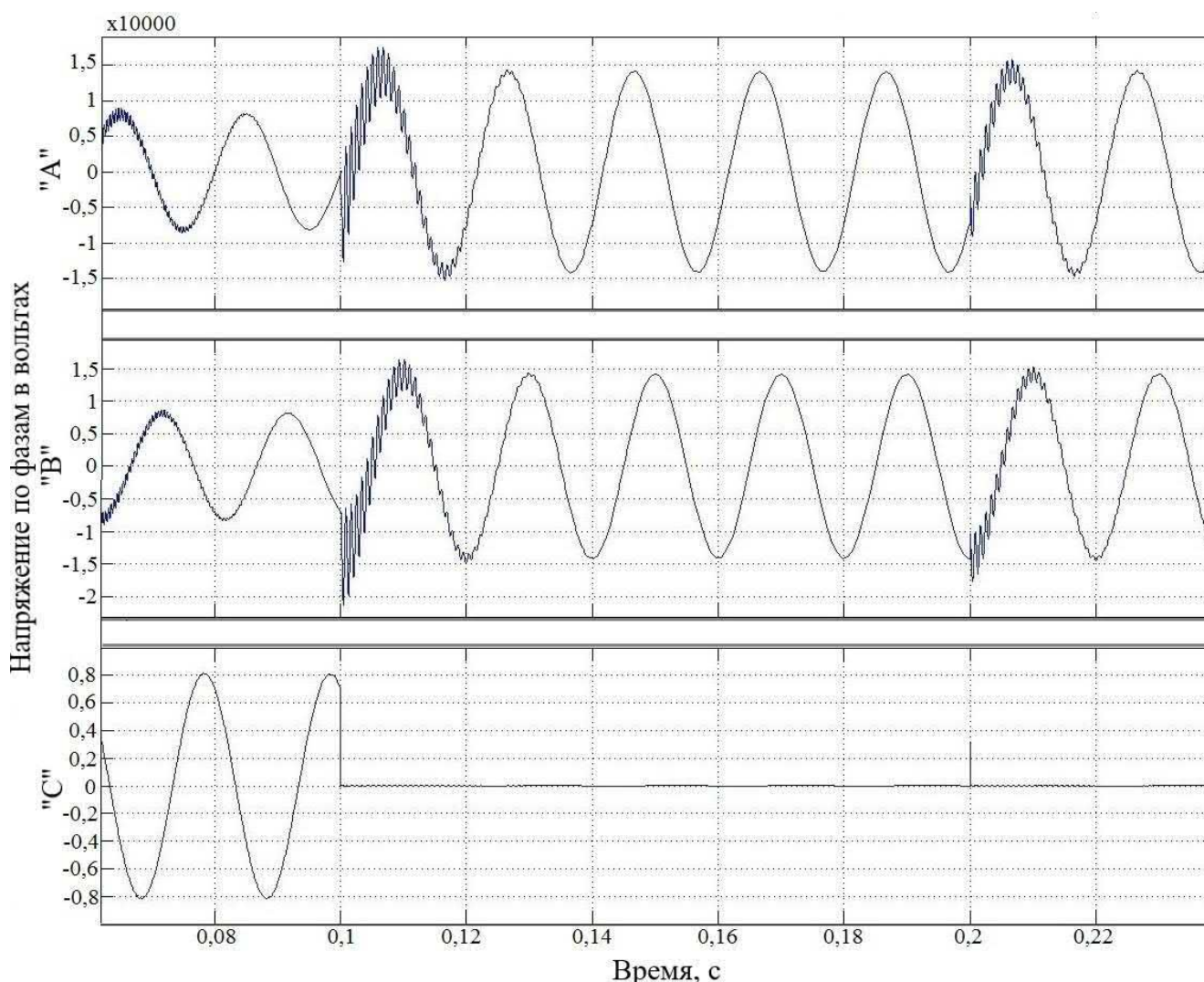


Рисунок 45 – Осциллограмма напряжений распределительной сети во время переключений при ОЗЗ

Амплитуда напряжения в момент ОЗЗ достигает 20 кВ, а в момент включения секционного выключателя – 17 кВ [9]. Для фазы «А» переходный процесс возникает на подъеме синусоиды [40], поэтому напряжение поднимается до 15 кВ. Так же наблюдается кратковременный пик напряжения поврежденной фазы «С», составляющий 3 кВ. Ток ОЗЗ до объединения сетей (рисунок 40) увеличился

практически в 2 раза. Осциллограмма тока ОЗЗ после объединения представлена на рисунке 46.

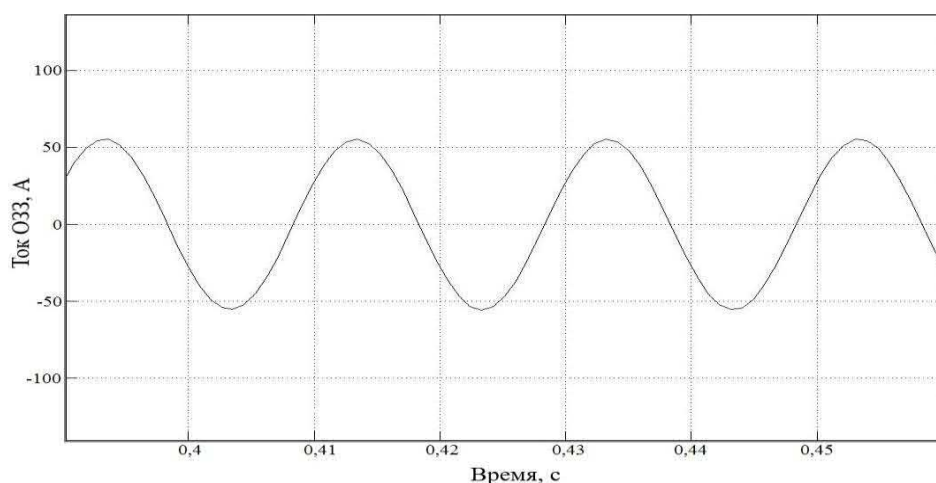


Рисунок 46 – Осциллограмма тока ОЗЗ после объединения сетей

Повышение тока обусловлено увеличением емкости сети [99]. Величина перенапряжений кратна току ОЗЗ, который в свою очередь зависит от суммарной емкости сети [31,104,105,106].

Изменение длины линии приводит к изменениям величин перенапряжений. Зависимость максимального амплитудного значения напряжения фазы «В» от длины КЛ-10 кВ, установленная в разработанной модели, сведена в таблицу 10.

Таблица 10 – Максимальное амплитудное значение напряжения в зависимости от длины линии при моделировании ОЗЗ в сети 10 кВ

L, км	0,5	1	3
$U_{\text{макс.амп.фазы «В»}}$, кВ (в момент ОЗЗ)	21	20	19
$U_{\text{макс.амп.фазы «В»}}$, кВ (в момент включения секционного выключателя)	17,7	17	16

Таким образом, величина перенапряжений, возникающих при объединении сетей во время ОЗЗ, не превышает величины перенапряжений, возникающих в момент ОЗЗ (таблица 10). Результаты численного эксперимента достаточно хорошо совпадают с результатами, полученными в АО «ССК» Ставропольские

электрические сети при ликвидации ОЗЗ, возникшего в КЛ-10 кВ между ТП-1614 яч.1 и ТП-1609 яч.1. Погрешность составила 5-7 %.

Увеличение тока ОЗЗ приводит к снижению дуговых перенапряжений. Это связано с тем, что дуга носит более стабильный характер, а при больших токах вообще не обрывается. Полученные значения хорошо согласуются с данными, полученными в работе [51]. Резонансное заземление нейтрали является эффективным способом ограничения перенапряжений [42]. Следовательно, применение компенсирующих устройств позволит ограничивать и перенапряжения в момент ОЗЗ, и перенапряжения, сопровождающие описанные переключения в сети 10 кВ [53,54]. Поэтому разработанная методика локализации ОЗЗ актуальна для городских распределительных сетей, так как методика применима в сетях с компенсированной нейтралью. Однако в сетях с изношенными кабельными линиями даже такие значения перенапряжений могут быть опасны для изоляции сети [101]. Поэтому применять разработанную методику следует только после предварительного анализа состояния кабельных линий.

Выводы

1. Разработана имитационная модель участка распределительной сети, позволяющая исследовать перенапряжения, возникающие при включении на параллельную работу двух частей электрической распределительной сети 10 кВ во время однофазного замыкания на землю.

2. С помощью разработанной модели проведен численный эксперимент, в результате которого установлено, что перенапряжения, сопровождающие переключения в сети 10 кВ во время ОЗЗ, не превышают перенапряжений, возникающих в момент ОЗЗ. Величина полученных перенапряжений безопасна для кабелей с нормальной изоляцией. Однако применение разработанной методики локализации ОЗЗ требует анализа допустимых перенапряжений для сетей с изношенными кабельными линиями.

Глава 4 Обоснование применения разработанных методик локализации повреждений кабельных линий 10 кВ в городских распределительных сетях

4.1 Обоснование применения разработанной методики локализации многофазных коротких замыканий в кабельных линиях 10 кВ с использованием датчиков короткого замыкания

Возникновение КЗ в сетях 10 кВ приводит к срабатыванию защиты на отключение, приводящее к нарушению электроснабжения потребителей 2-й и 3-й категорий. Так как основная задача ДКЗ заключается в индикации поврежденного участка, то обоснование применения разработанной методики будет производиться путем анализа времени локализации повреждения и восстановления нормального электроснабжения потребителей.

Последовательность действий, производимых с целью локализации МКЗ, соответствует разработанному алгоритму, представленному на рисунке 20. Оперативное наименование коммутационных аппаратов взяты из типовой схемы ТП (рисунок 7), а место повреждения находится между ТП-32 и ТП-33 в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 6.

При использовании ДКЗ сведения о поврежденной КЛ-10 кВ известны сразу после аварийного отключения В-10 кВ на РП-2 (рисунок 6). Тогда по разработанному алгоритму (рисунок 20) восстановление электроснабжения потребителей может быть произведено с меньшим количеством действий чем по существующему алгоритму (рисунок 5) [5]. Сведения о данных переключениях представлены в таблице 11. Переключения, выполняемые по локализации повреждения, включают в себя и восстановление электроснабжения потребителей, и ввод в работу неповрежденных элементов схемы [4].

Таблица 11 – Сведения о переключениях, производимых при локализации повреждения КЛ-10 кВ с использованием ДКЗ

Действия оперативного персонала	Наименование электроустановки	Наименование коммутационного аппарата
Последовательность выполнения переключений	ТП-34	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Включить СР-2-10 Включить ВН-10 кВ яч.6
	ТП-33	Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ Отключить ВН-10 кВ яч.1
	ТП-32	Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ Отключить ВН-10 кВ яч.1
	РП-2	Включить В-10 кВ яч.3
Количество заходов в электроустановку ($n_{\text{эл.уст-ок}}$) и переключений ($n_{\text{перекл.}}$)	4	13

В ходе локализации повреждения по разработанной методике отпадает необходимость измерения сопротивления изоляции каждой КЛ-10 кВ в отключившейся магистрали. Поэтому общее время локализации является суммой времени, затрачиваемого на восстановление электроснабжения потребителей и времени ввода в работу неповрежденных элементов схемы. Исходя из сведений, представленных в таблице 11 и с учетом принятых ранее условных величин, по формуле (2) определено, что общее время локализации составляет 46 минут. С целью сравнения существующей методики и разработанной методики с использованием ДКЗ, полученные значения времени сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Время локализации и восстановления электроснабжения потребителей

Расчетные параметры	Действующая МЛП	Разработанная МЛП с использованием ДКЗ
Время восстановления электроснабжения	51 мин.	46 мин.
Время локализации	79 мин.	
Общее время	130 мин.	

Исходя из приведенных данных (таблица 12) установлено, что применение разработанной МЛП значительно сокращает не только время восстановления электроснабжения потребителей, но и общее время локализации возникшего МКЗ.

В рассмотренном примере повреждение находится в середине цепочки ТП. Согласно действующей МЛП, восстановление электроснабжения потребителей производится по однотипному алгоритму, путем перевода нагрузки отключившейся секции на трансформатор, находящийся в работе. Данные переключения выполняются для всех ТП по отключенной магистрали. Поэтому и количество переключений, и количество подстанций не зависит от расположения поврежденной КЛ-10 кВ. По разработанной методике локализация зависит от расположения дефекта. Следовательно, для полного обоснования применения методики необходимо рассмотреть локализацию для каждой КЛ-10 кВ в заданной магистрали. Тогда в случае возникновения повреждения между ТП-33 и ТП-34 (рисунок 6) следует произвести следующие действия (таблица 13).

Таблица 13 – Сведения о переключениях по восстановлению электроснабжения потребителей при повреждении между ТП-33 и ТП-34

Действия оперативного персонала	Наименование электроустановки	Наименование коммутационного аппарата
Последовательность выполнения переключений	ТП-34	Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
	ТП-33	Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ Отключить ВН-10 кВ яч.1
	РП-2	Включить В-10 кВ яч.3
Количество заходов в электроустановку ($n_{\text{эл.уст-ок}}$) и переключений ($n_{\text{перекл.}}$)	3	8

Для представленного случая рассчитанное по формуле (2) время восстановления электроснабжения потребителей и локализации повреждения равно 31 минуте.

При повреждении между ТП-31 и ТП-32 следует произвести переключения, приведенные в таблице 14.

Таблица 14 – Сведения о переключениях по восстановлению электроснабжения потребителей при повреждении между ТП-31 и ТП-32

Действия оперативного персонала	Наименование электроустановки	Наименование коммутационного аппарата
Последовательность выполнения переключений	ТП-33	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.3 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Включить СР-2-10 Включить ВН-10 кВ яч.3 Включить ВН-10 кВ яч.6
	ТП-32	Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
	ТП-31	Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
Количество заходов в электроустановку (п _{эл.уст-ок}) и переключений (п _{перекл.})	3	12

Для данного случая рассчитанное время восстановления электроснабжения и локализации повреждения равно 39 минутам.

При возникновении повреждения между РП-2 и ТП-31 переключения выполняются по алгоритму, представленному на рисунке 22. Сведения о переключениях, выполняемых с целью восстановления электроснабжения потребителей, представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Сведения о переключениях по восстановлению электроснабжения потребителей при повреждении между РП-2 и ТП-31

Действия оперативного персонала	Наименование электроустановки	Наименование коммутационного аппарата
Последовательность выполнения переключений	ТП-32	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.3 Отключить ВН-10 кВ яч.6

Продолжение таблицы 15

Действия оперативного персонала	Наименование электроустановки	Наименование коммутационного аппарата
Последовательность выполнения переключений	ТП-32	Включить СР-2-10 Включить ВН-10 кВ яч.3 Включить ВН-10 кВ яч.6
	ТП-31	Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
	РП-2	Отключить ЛР-10 кВ яч.3
Количество заходов в электроустановку ($n_{\text{эл.уст-ок}}$) и переключений ($n_{\text{перекл.}}$)	3	10

В данном случае время восстановления электроснабжения и локализации равно 35 минутам. Несмотря на то, что локализация повреждения кабеля между РП и ТП происходит по упрощенному алгоритму, время локализации всё равно не самое меньшее. Это обусловлено созданием необходимого видимого разрыва между выключателем на РП и поврежденной КЛ-10 кВ. Рассчитанное время восстановления электроснабжения потребителей в зависимости от расположения поврежденной КЛ-10 кВ сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Время восстановления электроснабжения потребителей

Методика	Действующая методика	Методика с использованием ДКЗ			
		КЗ между РП-2 и ТП-31	КЗ между ТП-31 и ТП-32	КЗ между ТП-32 и ТП-33	КЗ между ТП-33 и ТП-34
Время восстановления, мин.	51	35	39	46	31

Наименьшее время восстановления электроснабжения потребителей при применении разработанной МЛП составило 31 минуту.

Исходя из рассчитанного времени восстановления электроснабжения потребителей возможно определить недоотпуск электроэнергии. Дефицит мощности $D(t)$ соответствует потребляемой нагрузке $W_n(t)$:

$$D(t) = W_n(t). \quad (17)$$

Для промышленных предприятий отключение электроэнергии напрямую зависит от длительности аварийной ситуации, а также от графика нагрузки в период перерыва электроснабжения (рисунок 47).

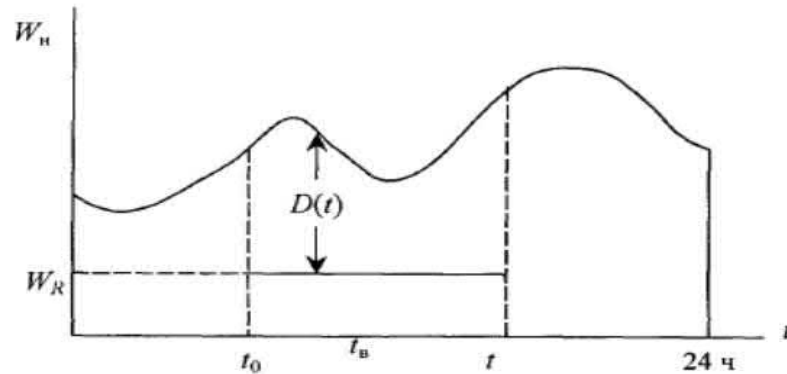


Рисунок 47 – Суточный график нагрузки промышленного предприятия

В соответствии с представленным графиком недоотпуск электроэнергии будет определяться по интегральному выражению:

$$\Delta W = \int_{t_0}^{t_0+t_6} D(t) dt . \quad (18)$$

Для сравнения величин недоотпуска, возникающего при локализации повреждений по действующей методике и разработанной методике, возможно принять ряд допущений. Полная мощность трансформаторов ТП-10/0,4 кВ принимается одинаковой для всех ТП и равна 630 кВА. Загрузка трансформаторов будет соответствовать половине номинальной мощности трансформатора, следовательно, потребляемая мощность для каждой секции ТП равна 315 кВА. Коэффициент активной мощности равен 0,8. Тогда недоотпуск электроэнергии будет определяться как:

$$\Delta W = P_{нагр.} \cdot n_{ТП} \cdot t_{восст.эл.снаб.}, \quad (19)$$

где $n_{ТП}$ – количество ТП, попавших под отключение

Выбранные параметры приняты на основании данных эксплуатации городских распределительных сетей АО «ССК». Подставляя полученные значения времени восстановления электроснабжения производится расчет недоотпуска электроэнергии при использовании действующей методики локализации повреждения и разработанной методики с применением ДКЗ. Результаты расчета приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Результаты расчета недоотпуска электроэнергии

Методика	Действующая методика	Методика с использованием ДКЗ			
		КЗ между РП-2 и ТП-31	КЗ между ТП-31 и ТП-32	КЗ между ТП-32 и ТП-33	КЗ между ТП-33 и ТП-34
Недоотпуск электроэнергии, кВт·ч	857	588	655	773	521

Согласно приведенным в таблице 16 и таблице 17 данным видно, что методика локализации многофазных повреждений с использованием ДКЗ позволяет сократить не только время локализации повреждения, но и недоотпуск электроэнергии, который снизится примерно в 1,6 раза. Наибольший эффект разработанной методики проявляется при возникновении повреждения между конечной и предпоследней ТП в цепочке. Это объясняется наименьшим количеством переездов между подстанциями.

4.2 Обоснование применения методики локализации однофазных замыканий на землю в кабельных линиях 10 кВ с использованием последовательного деления и перегруппирования сети на участки

Локализация ОЗЗ разработанной МЛП с использованием последовательного деления и перегруппирования сети на участки будет рассмотрена для двух вариантов схемы: с двумя РП и двумя отходящими от него присоединениями (вариант 1); с тремя РП и тремя отходящими от него присоединениями (вариант 2). Рассмотрим процесс локализации для варианта 1. Возникновение ОЗЗ между ТП-

32 и ТП-33 (рисунок 6) приведет к срабатыванию защиты 1-й секции сборных шин 10 кВ на ГПП. Несмотря на то, что городские РП уже являются тупиковыми присоединениями ГПП, с разработанной МЛП возможно выявить РП с ОЗЗ без нежелательных отключений. Для этого, согласно алгоритму, приведенному на рисунке 31, на РП-1 следует выполнить следующие переключения:

- включить СВ-10 кВ яч.9;
- отключить В-10 кВ яч.1.

После данных переключений, на ГПП остается прежняя ситуация – защита контроля изоляции сигнализирует о наличии ОЗЗ, присутствует смещение нейтрали. Это значит, что ОЗЗ на 1-й секции сборных шин 10 кВ РП-1 и его отходящих присоединениях отсутствует. Далее необходимо проверить линию между ГПП и РП-1. Так как первый ввод на РП-1 уже отключен, то нужно только отключить В-10 кВ яч.3 на ГПП.

После этого ОЗЗ по-прежнему сохраняется, поэтому данная линия может быть включена. Таким образом, было определено, что ОЗЗ на РП-1 отсутствует и никакого кратковременного отключения не потребовалось. Далее производится проверка РП-2. Так как от 1-й секции сборных шин 10 кВ ГПП подключено только два отходящих РП, то очевидно, что присоединение в сторону РП-2 с ОЗЗ. Данная ситуация маловероятна в разветвленных схемах городских распределительных сетей, поэтому будут рассмотрены переключения на РП-2 в случае, если бы на ГПП были и другие отходящие линии от 1-й секции сборных шин 10 кВ. Следовательно, на РП-2 необходимо произвести аналогичные переключения:

- включить СВ-10 кВ яч.9;
- отключить В-10 кВ яч.1.

После выполнения переключений на ГПП пропадает смещение нейтрали по 1-й секции сборных шин 10 кВ и замыкание на землю появляется на 2-й секции сборных шин 10 кВ. Это означает, что РП выбран верно. Поэтому дальнейшее выявление ОЗЗ производится методом последовательного отключения отходящих присоединений. После отключения яч.3 на РП-2 действие защиты прекращается, что означает отключение линии с ОЗЗ. Восстановление электроснабжения

отключенных ТП производится переводом нагрузки на вторые трансформаторы. Наименование коммутационных аппаратов соответствует оперативной схеме типовой ТП (рисунок 7). Сведения о переключениях, проводимых при локализации ОЗЗ разработанной МЛП с использованием последовательного деления и перегруппирования сети на участки, внесены в таблицу 18.

Таблица 18 – Сведения о переключениях при локализации ОЗЗ разработанной МЛП с использованием последовательного деления и перегруппирования сети на участки (вариант 1)

Действия оперативного персонала	Наименование электроустановки	Наименование коммутационного аппарата
Последовательность выполнения переключений	РП-1	Включить СВ-10 кВ яч.9 Отключить В-10 кВ яч.1
	ГПП	Отключить В-10 кВ яч.3 Включить В-10 кВ яч.3
	РП-1	Включить В-10 кВ яч.1 Отключить СВ-10 кВ яч.9
	РП-2	Включить СВ-10 кВ яч.9 Отключить В-10 кВ яч.1 Отключить В-10 кВ яч.5 Отключить В-10 кВ яч.3 Включить В-10 кВ яч.5
	ТП-31	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.3 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
	ТП-32	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.3 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
	ТП-33	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.3 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ

Продолжение таблицы 18

Действия оперативного персонала	Наименование электроустановки	Наименование коммутационного аппарата
Последовательность выполнения переключений	ТП-33	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.3 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
	ТП-34	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
Количество заходов в электроустановку ($n_{\text{эл.уст-ок}}$) и переключений ($n_{\text{перекл.}}$)	7	33

Используя данные из таблицы 18 и принятые ранее временные характеристики, время локализации ОЗЗ с помощью разработанной методики равно 106 минутам.

В случае использования действующей методики, основанной на последовательном отключении отходящих присоединений, рассчитанное время локализации составляет 103 минуты. Поэтому в приведенном примере отсутствует выигрыш во времени при использовании разработанной методики. Однако если увеличить количество РП и количество отходящих присоединений на РП, то соотношение количества переключений и количества электроустановок, в которых следует выполнить переключения, заметно изменится. Для этого рассмотрим вариант 2, в котором от 1-й секции сборных шин 10 кВ ГПП подключено три РП (РП-1, РП-2, РП-5). Соответственно каждый РП будет иметь по три отходящих присоединения от 1-й секции сборных шин 10 кВ (яч.3, яч.5, яч.11). Тогда локализация ОЗЗ, возникшего между ТП-32 и ТП-33 с использованием методики последовательного отключения, будет производиться в соответствии с таблицей 19.

Таблица 19 – Сведения о переключениях при локализации ОЗЗ методикой последовательного отключения (вариант 2)

Действия оперативного персонала	Наименование электроустановки	Наименование коммутационного аппарата
Последовательность выполнения переключений	РП-1	Отключить В-10 кВ яч.3 Отключить В-10 кВ яч.5 Отключить В-10 кВ яч.11 Отключить В-10 кВ яч.1
	ГПП	Отключить В-10 кВ яч.3 Включить В-10 кВ яч.3
	РП-1	Включить В-10 кВ яч.1 Включить В-10 кВ яч.3 Включить В-10 кВ яч.5 Включить В-10 кВ яч.11
	РП-5	Отключить В-10 кВ яч.3 Отключить В-10 кВ яч.5 Отключить В-10 кВ яч.11 Отключить В-10 кВ яч.1
	ГПП	Отключить В-10 кВ яч.25 Включить В-10 кВ яч.25
	РП-4	Включить В-10 кВ яч.1 Включить В-10 кВ яч.3 Включить В-10 кВ яч.5 Включить В-10 кВ яч.11
	РП-2	Отключить В-10 кВ яч.5 Отключить В-10 кВ яч.3 Включить В-10 кВ яч.5
	ТП-31	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.3 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
	ТП-32	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.3 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
	ТП-33	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.3 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ

Продолжение таблицы 19

Действия оперативного персонала	Наименование электроустановки	Наименование коммутационного аппарата
Последовательность выполнения переключений	ТП-34	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
Количество заходов в электроустановку ($n_{\text{эл.уст-ок}}$) и переключений ($n_{\text{перекл.}}$)	9	46

Время локализации ОЗЗ при использовании действующей методики равно 137 минутам.

Локализация ОЗЗ для описанного случая с применением разработанной МЛП представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Сведения о переключениях при локализации ОЗЗ разработанной МЛП с использованием последовательного деления и перегруппирования сети на участки (вариант 2)

Действия оперативного персонала	Наименование электроустановки	Наименование коммутационного аппарата
Последовательность выполнения переключений	РП-1	Включить СВ-10 кВ яч.9 Отключить В-10 кВ яч.1
	ГПП	Отключить В-10 кВ яч.3 Включить В-10 кВ яч.3
	РП-1	Включить В-10 кВ яч.1 Отключить СВ-10 кВ яч.9
	РП-5	Включить СВ-10 кВ яч.9 Отключить В-10 кВ яч.1
	ГПП	Отключить В-10 кВ яч.25 Включить В-10 кВ яч.25
	РП-5	Включить СВ-10 кВ яч.9 Отключить В-10 кВ яч.1
	РП-2	Включить СВ-10 кВ яч.9 Отключить В-10 кВ яч.1 Отключить В-10 кВ яч.5 Отключить В-10 кВ яч.3 Включить В-10 кВ яч.5 Включить В-10 кВ яч.1 Отключить СВ-10 кВ яч.9

Продолжение таблицы 20

Действия оперативного персонала	Наименование электроустановки	Наименование коммутационного аппарата
Последовательность выполнения переключений	ТП-31	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.3 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
	ТП-32	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.3 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
	ТП-33	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.3 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
	ТП-34	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
Количество заходов в электроустановку ($n_{\text{эл.уст-ок}}$) и переключений ($n_{\text{перекл.}}$)	9	42

Исходя из сведений, представленных в таблице 20, время локализации ОЗЗ при помощи разработанной методики равно 129 минутам.

Полученные результаты для обоих вариантов приведены на рисунке 48.

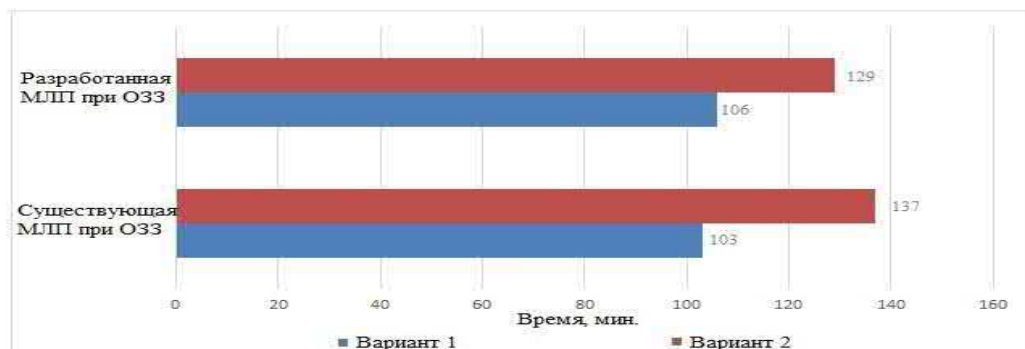


Рисунок 48 – Диаграмма времени локализации ОЗЗ при использовании действующей и разработанной МЛП ОЗЗ

Исходя из сведений, представленных на рисунке 48, видно, что экономия времени происходит для случая с увеличенным количеством РП и ТП. Для представленной схемы выигрыш во времени наступает при количестве отходящих присоединений на ГПП и на РП больше двух. Дальнейшее увеличение количества отходящих присоединений приведет к ещё большему снижению времени локализации ОЗЗ при применении разработанной методики локализации повреждений.

Выполнен анализ количества электроустановок, попавших под отключение при применении действующей МЛП ОЗЗ и разработанной МЛП ОЗЗ. Результаты выполненного анализа приведены на рисунке 49.

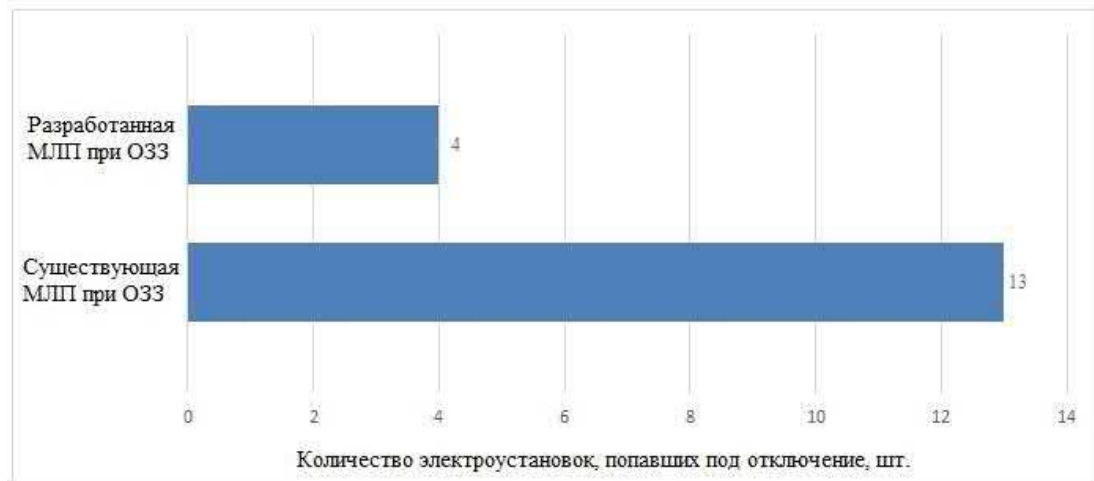


Рисунок 49 – Диаграмма количества электроустановок, попавших под отключение

Таким образом, установлено, что при использовании разработанной МЛП ОЗЗ, количество ТП, попавших под отключение, заметно уменьшилось. Локализация ОЗЗ с помощью разработанной МЛП с применением последовательного деления и перегруппирования сети на участки позволяет значительно сократить время пребывания на отходящих РП. В отдельных случаях возможно полностью исключить нежелательные отключения потребителей в ходе поиска ОЗЗ. Для этого, после выявления ОЗЗ необходимо переключиться на другие трансформаторы. Для рассматриваемой схемы (рисунок 5), после того как ОЗЗ обнаружено на РП-2, следует перевести нагрузку 1й секции сборных шин 0,4 кВ

всех отходящих ТП на вторые трансформаторы 10/0,4 кВ. Тогда количество переключений будет несколько увеличено (таблица 21).

Таблица 21 – Сведения о переключениях при локализации ОЗЗ разработанной МЛП с применением последовательного деления и перегруппирования сети на участки

Действия оперативного персонала	Наименование электроустановки	Наименование коммутационного аппарата
Последовательность выполнения переключений	РП-1	Включить СВ-10 кВ яч.9 Отключить В-10 кВ яч.1
	ГПП	Отключить В-10 кВ яч.3 Включить В-10 кВ яч.3
	РП-1	Включить В-10 кВ яч.1 Отключить СВ-10 кВ яч.9
	РП-2	Включить СВ-10 кВ яч.9 Отключить В-10 кВ яч.1
	ТП-31	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.3 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
	ТП-32	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.3 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
	ТП-33	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.3 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
	ТП-34	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
	ТП-41	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.3 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ

Продолжение таблицы 21

Действия оперативного персонала	Наименование электроустановки	Наименование коммутационного аппарата
Последовательность выполнения переключений	ТП-42	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.3 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
	ТП-43	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.3 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
	ТП-44	Отключить ВН-10 кВ яч.1 Отключить ВН-10 кВ яч.6 Отключить АВ-Т-1 Отключить Р-1-Т-1 Включить САВ-0,4 кВ
	РП-2	Отключить В-10 кВ яч.5 Отключить В-10 кВ яч.3 Включить В-10 кВ яч.5
Количество заходов в электроустановку ($n_{\text{эл.уст-ок}}$) и переключений ($n_{\text{перекл.}}$)	12	57

С учетом приведенных данных время локализации ОЗЗ будет равно 174 минутам.

В представленном случае происходит увеличение и количества переездов между ТП, и количества переключений. Более того необходимо ещё восстановить нормальную схему на магистрали без повреждений. Для этого выполняются переключения на ТП-41,42,43,44, которые ещё больше увеличивают время локализации. Поэтому для использования данного алгоритма переключений должны быть заданы допустимое время работы дугогасящего реактора и количество ответственных потребителей.

Выводы

1. Проведено обоснование применения разработанной методики локализации многофазных коротких замыканий в кабельных линиях 10 кВ в городских распределительных сетях. Для рассмотренного участка распределительной сети расчетное время локализации сокращается с 51 минуты до 31 минуты. Недоотпуск электроэнергии сокращается с 857 кВт·ч до 521 кВт·ч.

2. Проведено обоснование применения разработанной методики локализации ОЗЗ в кабельных линиях 10 кВ в городских распределительных сетях. Для рассмотренного участка распределительной сети расчетное время локализации сокращается со 137 минут до 129 минут. Количество ТП, попавших под отключение, сокращается с 13 шт. до 4 шт.

Рассчитано время локализации ОЗЗ с помощью разработанной методики, исключающей ручные отключения потребителей. При этом отсутствуют ТП, попавшие под отключение, но время локализации увеличивается со 137 минут до 174 минут. Поэтому данный способ должен применяться с учетом допустимого времени работы дугогасящего реактора и количества ответственных потребителей.

Заключение

В диссертационном исследовании решена важная научно-техническая задача – разработаны методики локализации повреждений в кабельных линиях 10 кВ при эксплуатации городских распределительных сетей и получены следующие основные результаты.

1. Разработана МЛП при МКЗ в кабельных линиях 10 кВ с применением датчиков короткого замыкания. В изложенной методике представлен алгоритм действий оперативного персонала для распределительной сети с двухлучевой конфигурацией схемы. При сравнении существующей МЛП МКЗ с разработанной МЛП МКЗ было показано сокращение расчетного времени локализации с 51 минуты до 31 минуты. Расчетный недоотпуск электроэнергии сократился с 857 кВт·ч до 521 кВт·ч.

2. Разработана модель герконового датчика короткого замыкания для городских кабельных сетей 10 кВ. Техничко-экономический анализ позволяет констатировать, что примерная стоимость одного комплекта разработанных датчиков короткого замыкания в 3,8 раза меньше стоимости существующего комплекта датчиков.

3. Разработана МЛП при ОЗЗ в кабельных линиях 10 кВ с применением последовательного деления и перегруппирования сети на участки. В методике рассмотрен алгоритм действий оперативного персонала при поиске ОЗЗ в распределительной сети 10 кВ с двухлучевой конфигурацией схемы. При сравнении действующей МЛП ОЗЗ с разработанной МЛП ОЗЗ было показано сокращение расчетного времени локализации со 137 минут до 129 минут, а количество ТП, попавших под отключение, сократилось с 13 шт. до 4 шт.

4. Проведен вычислительный эксперимент по анализу перенапряжений, вызванных переключениями в сетях 10 кВ при локализации ОЗЗ. Установлено, что перенапряжения, сопровождающие переключения в сети 10 кВ во время ОЗЗ, не превышают перенапряжений, возникающих в момент появления ОЗЗ. Полученное в результате моделирования значение перенапряжения в момент замыкания на

землю в фазе, где оно имело максимальное амплитудное значение, составило 20 кВ. Значение перенапряжения, в момент переключений, при тех же условиях составило 17 кВ.

5. Предложенные научно-технические решения вошли в устойчивую практику АО «ССК» и применяются при оперативном обслуживании городских распределительных сетей 10 кВ. Разработанная МЛП при ОЗЗ в кабельных линиях 10 кВ в городских распределительных сетях позволяет не только ускорить процесс локализации, но и ограничить кратковременные отключения потребителей, выполняемые в ходе поиска замыкания на землю (Справка о внедрении АО «ССК»). Основным достоинством разработанных методик является сокращение времени локализации повреждений КЛ-10 кВ при эксплуатации ЭТК городских распределительных сетей. Кроме того, использование разработанной МЛП ОЗЗ позволяет значительно ограничить нежелательные кратковременные отключения потребителей.

Дальнейшая работа по данной области исследования просматривается в направлении автоматизации процесса локализации повреждений, возникающих в городских распределительных кабельных сетях 10 кВ. Это направление может быть оправдано более быстрой локализацией и снижением опасного производственного фактора на обслуживающий оперативный персонал.

Список принятых сокращений

АВР – автоматический ввод резерва

АПВ – автоматическое повторное включение

АЧР – автоматическая частотная разгрузка

ДГР – дугогасящий реактор

ГПП – главная понизительная подстанция

ДЗЗ – датчик замыкания на землю

ДКЗ – датчик короткого замыкания

КЛ – кабельная линия

КТП – комплектная трансформаторная подстанция

МКЗ – многофазное короткое замыкание

МЛП – методика локализации повреждений

МТЗ – максимальная токовая защита

МТО – мгновенная токовая отсечка

ОЗЗ – однофазное замыкание на землю

РП – распределительный пункт

ТП – трансформаторная подстанция

ТТНП – трансформатор тока нулевой последовательности

ФТНП – фильтр токов нулевой последовательности

ЦП – центр питания

ЭТК – электротехнические комплексы

Список используемой литературы

1. Абдуллин, Л.И. Влияние параллельно работающих фидеров на резонансные частоты воздушной линии при однофазном замыкании на землю / Л.И. Абдуллин, Г.В. Вагапов, Н.В. Чернова // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. - 2018. - № 1-2. - С. 54-61.
2. Абрамович, Б. Н. Надежность систем электроснабжения: учебное пособие / Б.Н. Абрамович, В.В. Полищук - СПб.: СПбГГИ, 1997. - 37 с
3. Абрамович, Б.Н. Перенапряжения и электромагнитная совместимость оборудования электрических сетей 6-35 кВ / Б.Н. Абрамович, А.Н. Сергеев, А.Н. Полищук // Новости электротехники журнал. - 2002. - №5(17). - С.22-24.
4. Андреев, А.А. Анализ преимуществ датчиков короткого замыкания при повреждении кабельных линий 10 кВ в городских распределительных сетях / А.А. Андреев // Федоровские чтения – 2021: сборник трудов LI Международной научно-практической конференции / под общ. ред. Б.И. Кудрина, Ю.В. Матюниной. - М.: Изд. Дом МЭИ, 2021. - С.159-162.
5. Андреев, А.А. Анализ преимуществ датчиков короткого замыкания при повреждении кабельных линий в распределительных сетях среднего напряжения / А.А. Андреев // Электрические сети: надежность, безопасность, энергосбережение и экономические аспекты. Сборник трудов международной научно-практической конференции. - Казань: Изд-во КГЭУ, 2022. - С. 57-61.
6. Андреев, А.А. Анализ существующих разновидностей защит от однофазных замыканий на землю и условия их применения / А.А. Андреев // Вестник СамГТУ. Технические науки. - 2021. - №4. - С. 56-70.
7. Андреев, А.А. Диагностика однофазных замыканий на землю в кабельных линиях 10 кВ при объединении секций на параллельную работу / А.А. Андреев // Проблемы и перспективы развития электроэнергетики и электротехники: сборник трудов III Всероссийской научно-практической конференции. – Казань: Изд-во КГЭУ, 2021. - С.15-19.

8. Андреев, А.А. Исследование переходного процесса в электрических сетях с компенсированной нейтралью при их параллельной работе с замыканием на землю / А.А. Андреев // Вопросы электротехнологии. - 2021. - №3(32). - С.81-90.
9. Андреев, А.А. Моделирование переходного процесса в распределительной сети 10 кВ при однофазном замыкании на землю / А.А. Андреев // Электротехнические и информационные комплексы и системы. - 2022.- №2. - С. 5-12.
10. Андреев, А.А. Определение замыканий на землю в кабельных линиях в сетях с изолированной нейтралью / А.А. Андреев // Проблемы и перспективы развития электроэнергетики и электротехники: сборник трудов II Всероссийской научно-практической конференции. - Казань: Изд-во КГЭУ, 2020. - С.9-14.
11. Андреев, А.А. Определение поврежденных присоединений при однофазных замыканиях на землю в кабельных сетях с компенсированной нейтралью / А.А. Андреев // Энергетик. - 2021. - №9. - С.44-47.
12. Андреев, А.А. Перспективные способы обнаружения однофазных замыканий в сетях с изолированной нейтралью / А.А. Андреев // Электроника и электрооборудование транспорта. - 2019. - №3. - С.34-35.
13. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем энергообеспечения / В.А. Андреев - М.: Высшая школа, 1991. - 496 с.
14. Афонин, В. А. Основы теории надежности: учебное пособие / В.А. Афонин - М.: Издательский дом МЭИ, 2010. - 208 с.
15. Богдашева, Л.В. О параметрических методах локализации однофазных замыканий в распределительных сетях / Л.В. Богдашева, В.Е. Качесов В.Е. // Научный Вестник НГТУ. - 2006. - №3(24). - С.8-18.
16. Борухман, В.А. Об эксплуатации селективных защит от замыканий на землю в сетях 6 – 10 кВ и мероприятиях по их совершенствованию / В.А. Борухман // Энергетик. - 2000. - №1. - С.20-22.
17. Бохан, А.Н. Особенности моделирования перенапряжений в сетях с ОПН / А.Н. Бохан, В.В. Кротенок, С.Н. Прохоренко // Наука и производство: сб. материалов междунар. научн.-практ. конф., г. Брянск. - 2009. - С.39-46.

18. Булычев, А.В. Релейная защита в распределительных сетях: Пособие для практических расчетов / А.В. Булычев, А.А. Наволочный - М.: ЭНАС, 2011. - 208 с.
19. Булычев А.В., Соловьев И.В., Агельский А.В. Способ централизованной селективной защиты от замыканий на землю в распределительной электрической сети. Патент на изобретение № 256060, Н02Н 3/16 (10.09.2013) // Бюлл. №29. Опубл. 20.10.2015.
20. Буторин, В. А. Эксплуатация и надежность электрооборудования: учебное пособие / В.А. Буторин - Челябинск: [б. и.], 2009. - 168 с.
21. Воропай Н. И. Надежность систем электроснабжения: учебное пособие / Н.И. Воропай - М-во образования и науки Рос. Федерации, Иркут. нац. исслед. техн. ун-т [и др.]. – [Изд. 2-е, перераб. и доп.], Новосибирск: Наука, 2015. - 206 с.
22. Гайфутдинова, Э.Р. Реализация алгоритмов выявления замыканий на землю в распределительных сетях / Э.Р. Гайфутдинова, С.В. Куксов, Ю.В. Зацаринная, Н.А. Староверова // Вестник Казанского технологического университета. - 2015. - № 21. - С.121-122.
23. Гольдштейн, Б.С. Сети связи / Б.С. Гольдштейн, Н.А. Соколов, Г.Г. Яновский - СПб: БХВ-Петербург, 2010. - 278 с.
24. Горюнов, А.Г. Телеконтроль и телеуправление. Учебное пособие / А.Г. Горюнов, С.Н. Ливенцов, Ю.А. Чурсин - Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. - 130 с.
25. Горюнов, В.А. Однофазное замыкание на землю. Можно ли решить проблему? / В.А. Горюнов // Новости ЭлектроТехники. - 2017. - №2 (104). - С.6-11.
26. ГОСТ Р 50571.18-2000 (МЭК 60364-4-442-93). Защита электроустановок до 1 кВ от перенапряжений, вызванных замыканиями на землю в электроустановках выше 1 кВ.
27. ГОСТ Р 54149-2010. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. Введ. 2013-01-01. М.: Изд-во стандартов, 2013. 36 с.

28. ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции
29. ГОСТ Р 50571.16-2007 Электроустановки низковольтные. Часть 6. Испытания.
30. Грунтович, Н.В. Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования. Учебное пособие / Н.В. Грунтович - М.: Инфра-М, 2015. - 271 с.
31. Добрягина, О.А. Исследование и разработка методов и средств повышения динамической устойчивости функционирования токовых защит от замыканий на землю в сетях 6-10 кВ / Дисс. канд. техн. наук. Иваново, Ивановск. гос. энерг. ун-т., 2011. - 180 с.
32. Дударев, Л.Е. Дуговые замыкания на землю в кабельных сетях / Л.Е. Дударев, С.И. Запорожченко, Н.М. Лукьянцев // Электрические станции. – 1971. - № 8. - С.64–66.
33. Дьяконов, В.П. Matlab 6: Учебный курс / В.П. Дьяконов - СПб.: Питер, 2001. - 768 с.
34. Дьяконов, В.П. Simulink 4. Специальный справочник / В.П. Дьяконов - СПб.: Питер, 2002. - 784 с.
35. Емельянов Н.И., Широковец А.И. Актуальные вопросы применения резистивного и комбинированного заземления нейтрали в электрических сетях 6-35кВ // Энергоэксперт. 2010. №2. С. 44-50.
36. Зацепина, В.И. Повышение эффективности электротехнических комплексов посредством анализа электрических характеристик / В.И. Зацепина, Е.П. Зацепин, О.Я. Шачнев // «Вопросы современной науки и практики. Университет им. В.И. Вернадского». №4, 2017 г. - Тамбов: Из-во ТГТУ. - С.207-213.
37. Измерение сопротивления изоляции [Электронный ресурс] / URL: <https://oovvna.ru/kak-vypolnaetsa-proverka-izolacii-kabela/> (дата обращения: 10.12.2019)

38. Индикаторы короткого замыкания ИКЗ [Электронный ресурс] / URL: <https://antraks.ru/produktsiya/indikatory-avarijnogo-protssessa-ikz>(дата обращения 10.02.2019)
39. Индикатор КЗ ЕКЛ 1.2. [Электронный ресурс] / URL: http://бэск.бел/ekl_pr (дата обращения 10.02.2020).
40. Кадомская, К.П. Ограничения внутренних перенапряжений с помощью управления моментами коммутации выключателей / К.П. Кадомская, Л.В. Несговороз, Л.В. Петраков // Электричество. - 1969. - № 9. - С.10-14.
41. Кадомская, К. П. Теория вероятностей и ее применение к задачам электроэнергетики / К.П. Кадомская - СПб.: Энергоатомиздат, 1992. - 376 с.
42. Кадомская, К.П. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них: Учебник / К.П. Кадомская, Ю.А. Лавров, А.А. Рейхард - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2004. - 368 с.
43. Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей. 4 изд. / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 с.
44. Кашеваров, С.Г. Повреждение линий электропередачи и обзор новых технических и организационных решений по их ограничению / С.Г. Кашеваров // Современное состояние и перспективы развития технических наук: Сборник статей Международной научно практической конференции. - Уфа: РИО МЦИИ Омега Сайнс. - 2015. - С.58-64.
45. Коржов, А.В. Анализ динамики повреждений изоляции кабельных линий 6 – 10 кВ на основе статистики / А.В. Коржов, Е.Ю. Юрченко // Дальневосточная весна – 2008: сб. материалов Международной научно-практической конференции в области экологии и безопасности жизнедеятельности. Комсомольск-на-Амуре: ГОУ ВПО «КнАГТУ». - 2008. - С. 94-97.
46. Коржов, А.В. Оценка эксплуатационной надежности оборудования распределительных сетей 6(10) кВ на примере электрических сетей города Кургана / А.В. Коржов, О.М. Малышева // Материалы 10-ой международной практической

конференции в области экологии и безопасности жизнедеятельности. Комсомольск-на-Амуре: ГОУ ВПО «КнАГТУ». - 2010. - С. 72-77.

47. Короткевич, М.А. Эксплуатация электрических сетей: учебник. 2-е изд., испр. и доп. / М.А. Короткевич - Минск: Вышэйшая школа. - 2014. - 350 с.

48. Крючков, И.П. Короткие замыкания и выбор электрооборудования. [Электронный ресурс] / И.П. Крючков, В.А. Старшинов, Ю.П. Гусев - М.: Издательский дом МЭИ, 2012. - 568 с.

49. Куликова, Н.А. Резистивное заземление нейтрали – способ повышения надежности работ электрических сетей 6-35 кВ / Н.А. Куликова, О.М. Титоренко, В.А. Тяпкина // Энергетические установки и технологии. - 2018. - №2. - С.94-110.

50. Куро, Ж. Современные технологии повышения качества электроэнергии при ее передаче и распределении / Ж. Куро // Новости электротехники. - 2010. - № 2. - С. 21-25.

51. Куско, А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии / А. Куско, М. Томпсон - М.: изд-во «Додэка-XXI», 2010. - 334 с.

52. Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учебник для учащихся техникумов. -3-е изд., пераб, и доп. / Б.Ю. Липкин - М.: Высш. Школа, 1981. - 376 с.

53. Лихачев, Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов / Ф.А. Лихачев - М.: Энергия, 1971. - 152 с.

54. Лыкин, А.В. Распределительные электрические сети 10/0,4 кВ с максимальным приближением трансформаторных подстанций к потребителям / А.В. Лыкин, Е.А. Уткин // Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. – 2019. - №21(3). - С.46-54.

55. Макаров, Е.Ф. Обслуживание и ремонт электрооборудования электростанций и сетей: Учебник для нач. проф. Образования / Е.Ф. Макаров - М.: ИРПО: Издательский центр «Академия», 2003. - 448 с.

56. Манилов, А.М. Способ повышения чувствительности защит от однофазных замыканий на землю в сети 6–10кВ / А.М. Манилов, Д.А. Мельник // Энергоэксперт. - 2011. - №4. - С.41-43.

57. Манилов, А.М. Способ обеспечения чувствительности защит от однофазных замыканий на землю в сети 6–10 кВ / А.М. Манилов // Энергоэксперт. - 2011. - №4. - С.7-11.

58. Мясоедов Ю.В. Электроснабжение городов: учебное пособие / Ю.В. Мясоедов, Л.А. Мясоедова, И.Г. Подгурская - Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. - 106 с.

59. Назаров, А.В. Современная телеметрия в теории и на практике. Учебное пособие / А.В. Назаров - СПб.: Наука и техника, 2007. - 627 с.

60. Назарычев, А.Н. Комплексные инновационные решения по заземлению нейтрали в сетях 6 – 35 кВ / А.Н. Назарычев, С.С. Титенков, А.А. Пугачев // Электроэнергия. Передача и распределение. - 2016. - №3(36). - С.40-46.

61. Невретдинов, Ю.М. Исследования опасности однофазных замыканий в сети 35 кВ Мурманского региона / Ю.М. Невретдинов, Г.П. Фастий, А.Н. Данилин, В.В. Колобов, П.И. Прокопчук // Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика. - 2016. Вып.12. - С.7-15.

62. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб.пособие для вузов – 4-е изд., перераб. и доп. / Б.Н. Неклепаев - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.

63. Обабков, В.К. Сравнительный анализ способов заземления нейтрали в задаче подавления дуговых замыканий на землю / В.К. Обабков, Э.Р. Осипов // Известия вузов. Горный журнал. – 1988. - № 3. - С.94 – 97.

64. Обабков, В.К. Многокритериальность показателя эффективности функционирования сетей 6-35 кВ и проблема оптимизации режимов заземления нейтрали / В.К. Обабков // Режимы заземления нейтрали сетей 3-6-10-35 кВ: Доклады научно-технической конференции. – Новосибирск. - 2000. - С.33-41.

65. Обзор индикаторов короткого замыкания для ВЛ-6-10-35-110 кВ[Электронный ресурс] / URL: <https://domikelectrica.ru/obzor-indikatorov-korotkogo-zamykaniya-dlya-vl-6-10-35-110kv/> (дата обращения 10.02.2019)

66. Овчаренко, Н.И. Цифровые аппаратные и программные элементы микропроцессорной релейной защиты и автоматики энергосистем / Н.И. Овчаренко - М.: НТФ «Энергопрогресс», 2006. - 120 с. [Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик»; Вып.5-6 (89-90)].

67. Паронжанов, В.Д. Учись писать, читать и понимать алгоритмы. Алгоритмы для правильного мышления. Основы алгоритмизации / В.Д. Паронжанов - М.: ДМК Пресс, 2012. - 520 с.

68. Пат. 215817 Российская Федерация, МПК H02H 7/26. Датчик короткого замыкания для кабельных линий / Андреев А.А.; заявитель и патентообладатель Андреев А.А. - № 2022103006; заявл. – 07.02.2022; опубл. 28.12.2022 Бюл. №1.

69. Поляков, В.С. Построение формального описания технологического процесса в матрично-предикатной форме / В.С. Поляков, С.В. Поляков, П.В. Федченков // Известия ВолгГТУ. Серия «Прогрессивные технологии в машиностроении». Вып. 9: межвуз. сб. науч. ст. ВолгГТУ – Волгоград, 2013. - С. 105-108.

70. Поляков, В.С. Запись алгоритма матрицей инцидентора / В.С. Поляков, С.В. Поляков // Инновации на основе информационных и коммуникационных технологий. Инфо 2014: матер. XI междунар. научн.-практ. конф. / Национальный исследовательский ун-т «Высшая школа экономики» - М. - 2014. - С.149-152.

71. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М.: Министерство энергетики Российской Федерации, 2003.

72. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. М.: Министерство энергетики Российской Федерации, 2003.

73. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты от 24 июля 2013 г. № 328н.

74. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. [Текст]. М.: Издательство Моркнига, 2016. 576 с.

75. Приказ Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 289 "Об утверждении Инструкции по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем"

76. Приказ Министерства энергетики РФ от 12.07.2018 № 548 "Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики"

77. РД 34.20.185-94 Инструкция по проектированию городских электрических сетей

78. РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования»

79. Романюк, Ф.А. Определение места короткого замыкания на линиях распределительных сетей в объеме функций микропроцессорных токовых защит / Ф.А. Романюк, А.А. Тишечкин, О.А. Гурьянчик // Энергетика. (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). - 2010. - № 6. - С.5-13.

80. Рыжкова, Е.Н. Экономическая эффективность перевода сетей электроснабжения 6-35 кВ в режим управляемого резистивного заземления / Е.Н. Рыжкова, Б.И. Кудрин, М.А. Фомин // Вестник МЭИ. - 2013. - №3. - С.51-54.

81. Сенько, В.В. Электромагнитные переходные процессы с нарушением симметричной работы СЭС: учеб. метод. Пособие для курсового проектир. / В.В. Сенько - Тольятти: ТГУ, 2007. - 40 с.

82. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий и стройплощадок: учебник / Ю.Д. Сибикин - М.: Издательский центр «Академия», 2006. - 368 с.

83. Сирота, И.М. Режимы нейтрали электрических сетей / И.М. Сирота, С.Н. Кисленко, А.М. Михайлов - Киев: Наукова Думка. - 1985. - 264 с.

84. Соловьёв, А.Л. Релейная защита городских электрических сетей 6 и 10 кВ: учебное пособие / А.Л. Соловьёв, М.А. Шабад - Санкт-Петербург: Политехника, 2012. - 175 с.

85. Степкина, Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учеб. метод. пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования / Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков - Тольятти: ТГУ. - 2007. - 124 с.
86. Тарасов, К.В. Использование индикаторов короткого замыкания в распредсетях 6 – 10 кВ / К.В. Тарасов // Электроэнергия: Передача и распределение - М. - №4. - 2014. - С.73-74.
87. Титенков, С.С. Режимы заземления нейтрали в сетях 6–35 кВ и организация релейной защиты от однофазных замыканий на землю / С.С. Титенков, А.А. Пугачев // Энергоэксперт. - 2010. - № 2. - С.18-25.
88. Указатель прохождения тока короткого замыкания УТКЗ-4 [Электронный ресурс] / URL: <http://www.elektropribor.net/catalogue/indicators/utkz-4.html> (дата обращения 10.02.2020).
89. Ульянов, С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах / С.А. Ульянов - М.: Энас, 2012. - 519 с.
90. Устинов, А.А. Итерационные методы определения места повреждения по параметрам аварийного режима при односторонних измерениях на воздушных линиях электропередач / А.А. Устинов, А.Н. Висящев // Вестник Иркутского Государственного технического университета. - 2010. - №5. - С.260-266.
91. Утегулов, Б.Б. Переходные процессы в электроэнергетических системах: учебное пособие / Б.Б. Утегулов, В.Ф. Говорун, О.В. Говорун - Павлодар: ЭКО, 2007. - 552 с.
92. Федоров, А.А. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию (том 2). Электрооборудование / А.А. Федоров - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 592 с.
93. Федотов, А.И. Проектирование городских электрических сетей: учеб. Пособие / А.И. Федотов, О.В. Наумов, Н.В. Чернова - Казань: Казан. Гос. энерг. ун-т, 2015. - 108 с.
94. Филатов, А.А. Обслуживание электрических подстанций оперативным персоналом / А.А. Филатов - М: Энергоатомиздат, 1990. - 304 с.

95. Фишман, В.С. Провалы напряжения в сетях промышленных предприятий / В.С. Фишман // Новости электротехники. - 2004. - №5. - С.14-20.
96. Целебровский, Ю.В. Нормативное обеспечение режима нейтрали в электрических сетях / Ю.В. Целебровский // Режимы заземления нейтрали сетей 3–6–10–35 кВ: Доклады научно-технической конференции. - Новосибирск. - 2000. - С.3–6.
97. Черкасов, В.Н. Пожарная безопасность электроустановок: учебник / В.Н. Черкасов, Н.П. Костарев - М.: Академия ГПС МЧС России, 2002. - 377 с.
98. Чернобровов, Н.В. Релейная защита энергетических систем / Н.В. Чернобровов, В.А. Семёнов – М.: «Энергоатомиздат», 1988. - 402 с.
99. Шалин, А.И. Замыкания на землю в сетях 6–35 кВ. Случаи неправильных действий защит / А.И. Шалин // Новости ЭлектроТехники. - 2005. - № 2 (32). - С.63-69.
100. Шалин, А.И. Замыкания на землю в сетях 6–35 кВ. Достоинства и недостатки различных защит / А.И. Шалин // Новости ЭлектроТехники. - 2005. - № 3 (33). - С.56-64.
101. Шалыт, Г.М. Повышение эффективности профилактики изоляции в кабельных сетях / Г.М. Шалыт // Труды ВНИИЭ. Вып. 8. - М.: Госэнергоиздат. - 1959. - С.77 - 97.
102. Шведов, Г.В. Электроснабжение городов: электропотребление, расчетные нагрузки, распределительные сети / Г.В. Шведов - М.: Издательский дом МЭИ, 2012. - 268 с.
103. Широковец, А.И. Методические подходы к осциллографированию процессов при однофазных замыканиях на землю в электрических сетях 6-35 кВ / А.И. Широковец, М.В. Ильиных // Научные проблемы Сибири и Дальнего Востока. - 2008. Спец. Вып. №1. - С.44-51.
104. Шуин, В.А. Влияние разряда емкости поврежденной фазы на переходный процесс при замыканиях на землю в кабельных сетях 3-10 кВ / В.А. Шуин // Электричество. - 1981. - С.4-9.

105. Шуин, В.А. Токовые защиты от замыканий на землю. Исследование динамических режимов функционирования / В.А. Шуин, О.А. Сарбеева, Е.С. Чугрова // Новости ЭлектроТехники. Информационно-справочное издание. - 2010. - №2(62). - С.36-40.

106. Шуин, В.А. Особенности использования электрических величин переходного процесса в защитах от замыканий на землю электрических сетей 6-10 кВ / В.А. Шуин, О.А. Сарбеева, Е.С. Шагурина, Д.И. Ганджаев // Вестник ИГЭУ. - 2011. - Вып. 1. - С.32-41.

107. Шуин, В.А. Расчет перенапряжений при дуговых прерывистых замыканиях на землю / В.А. Шуин // Новости электротехники. – 2009. - №4 (58). - С.35-39.

108. Burkhardt, E. The Short-term Isolated Star Point Grounding to Detect Earth Faults in Compensated Networks. The Concept / E. Burkhardt, D. Hilbrich, N. Offermann // 55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Torino, Italy. - 2020. - pp. 1-5.

109. CurrentTransformer TG (72.5 - 800 kV) [Электронный ресурс] / URL: <http://new.abb.com/high-voltage/instrument-transformers/current/tg> (дата обращения 9.12.2018).

110. Filippov, S.P. Distributed Generation of Electricity and Sustainable Regional Growth / S.P. Filippov, M.D. Dilman, P.V. Pyushin // Thermal Engineering. - 2019. - V. 66(12). - pp.869-880.

111. Gowda, H.N.S. Power Transformers Technology and Practice / H.N.S. Gowda, P. Ramachandran // Genre: Academic and Professional. - 2014. - 826 p.

112. Minullin, R.G. Model and Experimental Detection of Single Phase-to-Earth Faults of Overhead Conductors in 6-10 Kv Distribution Circuits by a Location Method / R.G. Minullin, Y.V. Piskovatskiy, V.A. Kasimov // International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon), Chelyabinsk, Russia. - 2020. - pp.411-415.

113. Rezavandi R. Model predictive control of a BCDFIG wth active and reactive power control capability for grid-connected applications / R. Rezavandi, D.A. Khaburi,

M. Siami, M. Khosravi, S. Heshmatian // Iranian journal of electrical and electronic engineering. - 2021. - Vol. 17, no. 2 - pp. 1422 – 1422

114. Sheffield J. Powering. Reliable. Future. Yesterday, today and tomorrow. RWE Annual Report, 2017. Essen, Germany: RWE Aktiengesellschaft. 202 p.

115. Smart meters – foundation of the smart energy future [Электронный ресурс] / URL: <https://www.engerati.com/article/what-virtualsynchronous-generation-means-distributed-generation> (15.01.2019)

116. Ting, W. New Frequency Domain Method for the Harmonic Analysis of power system with Arc Furnace / W. Ting, S. Wennan, Z.A. Yao // 4th international conference on advances in power system control. - 2007. - pp.552–555.

117. Transient Stability of the Power System with the Exact Long Transmission Line Model [Электронный ресурс] / URL:<https://doaj.org/article/019f77211f6a4e03aab02108b0d52411> (дата обращения 17.11.2019).

118. Wadhva C. L. Electrical power systems (7th ed.) – 7th ed - New Age International Publishers, 2016. 970 p.

119. Zhang H. A Segmented Network Method Based Faulted Line Selection Strategy for Single-Phase Earth Fault in Small Current Grounding Distribution Network / H. Zhang // International Conference on Computer Systems, Electronics and Control (ICCSEC), Dalian. - 2017. - pp.1582-1588.

Приложения

Приложение 1. Свидетельство о регистрации патента на полезную модель

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ  ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ		(19) RU ⁽¹¹⁾ <u>215 817</u> ⁽¹³⁾ U1
		(51) МПК <u>H02H 7/26 (2006.01)</u> <u>H01H 36/00 (2006.01)</u> (52) СПК <u>H02H 7/00 (2022.08)</u> <u>H02H 7/22 (2022.08)</u> <u>G01R 31/08 (2022.08)</u>
(12) ОПИСАНИЕ ПОЛЕЗНОЙ МОДЕЛИ К ПАТЕНТУ <small>Статус: действует (последнее изменение статус: 28.12.2022)</small>		
(21)(22) Заявка: <u>2022103006</u> , 07.02.2022 (24) Дата начала отсчета срока действия патента: 07.02.2022 Дата регистрации: 28.12.2022 Приоритет(ы): (22) Дата подачи заявки: 07.02.2022 (45) Опубликовано: <u>28.12.2022</u> Бюл. № <u>1</u> (56) Список документов, цитированных в отчете о поиске: SU 1226359 A1, 23.04.1986. RU 123219 U1, 20.12.2012. RU 2529541 C1, 27.09.2014. KZ 25897 A4, 16.07.2012. RU 2212679 C2, 20.09.2003. SU 1054804 A1,15.11.1983. DE 3628400 A1, 20.08.1987. Адрес для переписки: 445039, г. Тольятти, ул. Свердлова, 14, кв. 41, Андрееву А.А.	(72) Автор(ы): Андреев Антон Андреевич (RU) (73) Патентообладатель(и): Андреев Антон Андреевич (RU)	
(54) Датчик короткого замыкания для кабельных линий		

Приложение 2. Справка о внедрении основных результатов научно-технической деятельности

СПРАВКА

О ВНЕДРЕНИИ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ПРАКТИКУ АО «ССК»

Настоящей справкой подтверждается, что разработанная Андреевым А.А. методика локализации однофазных замыканий на землю в кабельных линиях 10 кВ в городских распределительных сетях с применением последовательного деления и перегруппирования сети на участки применяется в практике АО «ССК» при оперативном обслуживании городских распределительных сетей.

Разработанная методика локализации однофазных замыканий на землю в кабельных линиях 10 кВ в городских распределительных сетях с применением последовательного деления и перегруппирования сети на участки позволяет не только ускорить процесс локализации, но и ограничить кратковременные отключения потребителей, выполняемые в ходе поиска замыкания на землю.

Заместитель начальника Ставропольских ЭС АО «ССК»
по эксплуатации распределительных сетей



В.И. Сасыкин