

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования «Уральский федеральный университет  
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина»  
Уральский энергетический институт  
Кафедра «Автоматизированные электрические системы»

*На правах рукописи*

Шендер Сергей Евгеньевич

**ЦЕНТРАЛИЗОВАННАЯ ЗАЩИТА ДАЛЬНЕГО  
РЕЗЕРВИРОВАНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ  
НА ОСНОВЕ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ  
ИЗМЕРЕНИЙ**

2.4.3. Электроэнергетика

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:

доктор технических наук, профессор

Паздерин Андрей Владимирович

Екатеринбург – 2024

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
<b>ГЛАВА 1. ОБЗОР СПОСОБОВ ДАЛЬНЕГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ И МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ.....</b>	<b>13</b>
1.1 Способы резервирования в электроэнергетической сети .....	13
1.1.1 Общие сведения .....	13
1.1.2 Дальнее резервирование в электрической сети.....	14
1.2 Проблемы классической методологии согласования ступеней дальнего резервирования.....	15
1.3 Методы определения места повреждения в контексте решения задачи обнаружения линии с коротким замыканием .....	18
1.3.1 Общие сведения .....	18
1.3.2 Классические методы определения места повреждения.....	22
1.3.3 Методы определения места повреждения с применением технологии синхронизированных векторных измерений.....	24
1.4 Выводы по первой главе .....	50
<b>ГЛАВА 2. СТРУКТУРА ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ ЗАЩИТЫ ДАЛЬНЕГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ В ЧАСТИЧНО НАБЛЮДАЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ .....</b>	<b>51</b>
2.1 Основные принципы централизованной защиты дальнего резервирования .....	51
2.2 Критерии применимости централизованной защиты дальнего резервирования .....	53
2.3 Организация передачи данных .....	60
2.4 Выводы по второй главе.....	62
<b>ГЛАВА 3. МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРЕДЛАГАЕМОЙ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ ЗАЩИТЫ ДАЛЬНЕГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ .....</b>	<b>63</b>
3.1 Метод фиксации скачкообразного изменения режима .....	63
3.1.1 Математическое обоснование разработанного метода .....	66
3.1.2 Принцип действия.....	69
3.1.3 Исследование характеристик разработанного метода .....	75
3.2 Метод локализации точки короткого замыкания в электрической сети .....	83
3.3 Алгоритм контроля срабатывания централизованной защиты дальнего резервирования и разрешения срабатывания ступеней дальнего резервирования .....	92
3.3.1 Реализация алгоритма в существующем локальном микропроцессорном устройстве релейной защиты и автоматики .....	92
3.3.2 Реализация алгоритма на промежуточном устройстве в связке с локальным устройством релейной защиты и автоматики .....	96
3.4 Выводы по третьей главе .....	98

ГЛАВА 4. ПРОВЕРКА РАБОТОСПОСОБНОСТИ ПРЕДЛАГАЕМОЙ СТРУКТУРЫ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ ЗАЩИТЫ ДАЛЬНЕГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ.....	100
4.1 Описание исследуемой тестовой схемы электрической сети.....	100
4.1.1 Параметры источников, подключенных к району сети 110 кВ.....	102
4.1.2 Параметры линий электропередач .....	103
4.1.3 Параметры силовых трансформаторов и нагрузок.....	103
4.1.4 Параметры исследуемой сети 110 кВ.....	104
4.2 Работа централизованной защиты дальнего резервирования в исследуемой тестовой электрической сети .....	105
4.3 Выводы по четвертой главе .....	113
Заключение.....	115
Список терминов и сокращений .....	117
Список литературы.....	119

## Введение

**Актуальность темы исследования.** В состав единой электроэнергетической системы (ЕЭС) входят системообразующие и распределительные сети. Распределительные сети высокого напряжения используются для подключения к системообразующей сети сверхвысокого напряжения крупных узлов нагрузки, таких как средние города, районы мегаполисов, крупные промышленные предприятия и т.п. Распределительные сети могут выполняться с использованием радиальной или кольцевой топологии [1, 2]. В ЕЭС России значительная часть распределительной сети является сложнзамкнутой и состоит из транзитных последовательно соединенных линии, идущих параллельно линиям системообразующей сети [3]. В этом случае требования к релейной защите распределительной сети 110 кВ мало отличаются от требований к защитах системообразующей сети, так как линии распределительной имеют двустороннее питание, также как линии системообразующей сети [4]. С другой стороны, обеспечение защит распределительной сети имеет ряд особенностей, не характерных для системообразующей сети.

Во-первых, это большое число защищаемых линий [5 – 7], ограничивающее использование в распределительной сети сложных в эксплуатации и дорогостоящих защит. Большая часть линий защищается двумя типами защит [8]: дистанционная защита от междуфазных замыканий [9] и токовая защита нулевой последовательности от однофазных замыканий [10]. Защиты по двустороннему измерению, такие как дифференциально-фазная защита, используются редко из-за отсутствия каналов связи.

Вторая особенность – низкая чувствительность к удаленным коротким замыканиям. Линии распределительной сети часто подключаются к сравнительно слабым источникам, поэтому их ступени резервных защит плохо чувствуют замыкания на линиях второго пояса, особенно, если в узле второго пояса находится один из центров питания данной сети. Часто обеспечить

чувствительность дальнего резервирования в распределительной сети можно только в каскаде, т.е. после отключения мощного источника. Кроме того, на линиях распределительной сети распространено подключение нагрузки через отпайки, в том числе близко к концам линии. В этом случае большая часть линии защищается с выдержкой времени, обеспечивающей отстройку от действия защит ошиновки на отпаечных подстанциях.

Кроме того, присутствуют особенности заземления сети 110 кВ, позволяющие эксплуатационному персоналу оперативно отключать от земли часть нейтралей понижающих трансформаторов на подстанциях, не являющихся узлами питания (не имеющих автотрансформаторов связи с системообразующей сетью) [11]. При отключении нейтрали трансформатора существенно меняется растекание токов нулевой последовательности, что создает дополнительные трудности при настройке защит от однофазных замыканий, которые должны обеспечивать чувствительность и селективность дальнего резервирования во всех режимах заземления нейтрали.

Вопросы с селективностью действия защит распределительной сети обычно решаются путем согласования через выдержки времени, что приводит к существенному увеличению времени отключения коротких замыканий. При выявлении недопустимо больших выдержек времени приходится отказываться от селективного действия защит на отдельных участках сети.

Большие выдержки времени на срабатывание резервных защит и трудности с обеспечением селективности их действия являются причиной постановки вопроса об использовании централизованных защит на уровне отдельных районов распределительной сети.

В данном случае под централизованной защитой понимается защита, реализуемая на базе единого сервера, на котором собираются синхронизированные векторные измерения (СВИ) для системы мониторинга переходных режимов (СМНР) [12]. Таким сервером является концентратор синхронизированных векторных измерений (КСВД) уровня энергорайона [13]. Такие КСВД располагаются в региональных диспетчерских управлениях

(РДУ) и получают синхронизированные векторные измерения токов и напряжений со станций и подстанций, входящих в данный энергорайон.

На данном сервере реализуются непосредственно алгоритмы, обеспечивающие работу централизованной защиты дальнего резервирования – алгоритм фиксации скачкообразного изменения режима в электрической сети и алгоритм локализации точки короткого замыкания с последующей выдачей сигнала срабатывания на локальные комплекты релейной защиты, защищающие поврежденную линию, с целью её отключения.

При этом, в контексте выполнения задачи выявления поврежденной линии для работы РЗА, наличие измерений даже на источниках питания в защищаемом энергорайоне электрической сети представляет собой определенную избыточность измерительной информации для предлагаемого метода. Использование избыточности измерений позволяет повысить надежность получения правильного решения.

Применение данных СВИ обусловлено необходимостью наблюдать переходный процесс в защищаемой электрической сети, получая хорошо синхронизированные данные с нескольких точек (подстанций/станций) этой сети.

Применение централизованной защиты распределительной сети вместо существующих ступеней защит, работающих с выдержкой времени, имеет смысл, если выдержки времени этих ступеней защиты больше либо соизмеримы с суммой времени доставки измерения на сервер РЗА и времени трансляции управляющего воздействия через коммуникационную сеть. Время доставки данных от УСВИ до концентратора СМПП уровня РДУ составляет порядка 50 – 100 мс. В свою очередь, среднестатистическое время срабатывания резервных защит (последние ступени токовой направленной защиты нулевой последовательности и дистанционной защиты) составляет от 1,5 до 6 секунд. При этом селективность и чувствительность централизованной защиты может быть выше, чем у существующей защиты, использующей исключительно локальное измерение, так как

централизованная защита может по нескольким удаленным измерениям на источниках питания вычислить полный ток замыкания. Поскольку нормативные документы определяют обязательную установку устройств СВИ только на электрических станциях и высоковольтных подстанциях системообразующей сети, то возникает проблема неполной наблюдаемости режима работы распределительной электрической сети, которая вносит дополнительную сложность при решении рассматриваемой задачи.

В случае применения централизованной защиты также встаёт вопрос определения поврежденной ВЛ. Чтобы выдать управляющие воздействия на отключение поврежденной ВЛ на локальные комплекты релейной защиты, необходимо определить поврежденный элемент в распределительной сети. Таким образом, при построении централизованной защиты требуется также решить задачу, близкую к задаче определения места повреждения (ОМП) с точки зрения обнаружения короткого замыкания в электрической сети. Однако, в отличие от классической задачи ОМП [14, 15 – 19, 2, 21 – 28, 29, 30], не требуется обнаруживать непосредственно само положение точки КЗ на линии, а достаточно лишь выявить поврежденную линию.

Таким образом, необходимо рассмотреть существующие методы ОМП на предмет наличия методов, способных локализовать поврежденную линию в электрической сети. При этом рассматриваемые методы ОМП должны работать на основе данных СВИ.

**Степень научной разработанности темы исследования.** Зарубежные и отечественные авторы ориентируются на согласование защит дальнего резервирования посредством офф-лайн моделирования аварийных режимов. При этом согласование и обеспечение селективности ступеней резервных защит обеспечивается за счет отстройки посредством выдержек времени и зон пусковых органов.

В англоязычной литературе встречаются методы, позволяющие перебирать большое количество аварийных режимов с целью выявления неселективной работы защит дальнего резервирования. Подобные функции

присутствуют в некоторых расчетных комплексах, используемых в зарубежных энергосистемах.

Данные СМПП в отечественных источниках (WAMS – Wide Area Monitoring System в зарубежных источниках) предлагается использовать для задач основных защит и автоматики. Защиты дальнего резервирования с применением данных СМПП в настоящее время не используются и не обсуждаются. Кроме того, отсутствуют алгоритмы выявления точки короткого замыкания в частично наблюдаемой сети, а также реализации защит дальнего резервирования, в которых бы не требовалось выполнять согласование посредством выдержек времени и зон пусковых органов.

**Целью исследования** является разработка системы дальнего резервирования, позволяющей с помощью синхронизированных векторных измерений источников питания выявить поврежденную линию и разрешить работу защит дальнего резервирования на смежных с ней линиях.

**Задачи исследования:**

- разработка метода, позволяющего выявлять скачкообразное изменение режима по данным синхронизированных векторных измерений на интервале времени в 3 периода промышленной частоты (60 мс);
- разработка метода, позволяющего выявлять поврежденную линию, основываясь исключительно на синхронизированных векторных измерениях токов и напряжений на источниках питания в электрической сети;
- разработка алгоритма, срабатывающего с заранее заданной выдержкой времени при получении передаваемого через коммуникационную сеть сигнала разрешения срабатывания от централизованного устройства РЗА.

**Объектом исследования** являются распределительные сети 110-220 кВ, короткие замыкания в них и способы их локализации, а также распределённые



устройства релейной защиты, использующие каналы с большой ненормированной задержкой в передаче данных (каналы с большой латентностью).

**Научная новизна работы:**

- предложена структура централизованной защиты дальнего резервирования, работающей по данным синхронизированных векторных измерений источников питания;
- предложен метод фиксации скачкообразного изменения режима по данным синхронизированных векторных измерений на интервале времени в 3 периода промышленной частоты (60 мс);
- предложен метод локализации точки короткого замыкания в электрической сети по данным синхронизированных векторных измерений источников питания;
- предложен алгоритм контроля срабатывания централизованной защиты дальнего резервирования и разрешения срабатывания ступеней дальнего резервирования, реализованный на существующем локальном устройстве РЗА;
- предложен алгоритм контроля срабатывания централизованной защиты дальнего резервирования и разрешения срабатывания ступеней дальнего резервирования, реализованный на отдельном устройстве, разрешающем срабатывание существующего локального устройства РЗА.

**Теоретическая и практическая значимость работы** заключается в разработке метода фиксации скачкообразного изменения режима по данным синхронизированных векторных измерений, метода локализации точки короткого замыкания в распределительной сети 110-220 кВ, а также в решении проблемы обеспечения селективности защит дальнего резервирования в сложноразветвленных электрических сетях 110-220 кВ.

**Методы исследования.** При выполнении работы использовались уравнения установившегося режима в форме баланса токов, методы решения систем линейных уравнений, методы контроля производных по времени параметров электрического режима, методы контроля режима работы электрической сети.

**Основные положения диссертации, выносимые на защиту:**

1. Структура централизованной защиты дальнего резервирования с использованием синхронизированных векторных измерений на источниках питания в частично наблюдаемой электрической сети.
2. Метод фиксации скачкообразного изменения режима в электрической сети по данным синхронизированных векторных измерений, фиксирующий скачкообразное изменение параметров электрического режима, связанное с коммутациями в сети или возникновением короткого замыкания, а также отличающий данные режимы от электромеханических переходных процессов.
3. Метод локализации точки короткого замыкания в электрической сети, работающий по данным синхронизированных векторных измерений, получаемых на нескольких удаленных друг от друга источниках питания этой электрической сети.
4. Алгоритм контроля срабатывания централизованной защиты дальнего резервирования и разрешения срабатывания ступеней дальнего резервирования, реализованный на существующем локальном устройстве РЗА.
5. Алгоритм контроля срабатывания централизованной защиты дальнего резервирования и разрешения срабатывания ступеней дальнего резервирования, реализованный на отдельном устройстве, разрешающем срабатывание существующего локального устройства РЗА.

**Личный вклад автора** заключается в разработке и тестировании метода фиксации скачкообразного изменения режима по данным

синхронизированных векторных измерений, метода локализации точки короткого замыкания в распределительной сети 110 – 220 кВ, а также структуры централизованной защиты дальнего резервирования с использованием СВИ (СМПР).

**Достоверность** полученных выводов подтверждена результатами вычислительных экспериментов, проведенных на математических моделях, признанных научным сообществом.

**Апробация результатов работы.** Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на научных семинарах кафедры «Автоматизированные электрические системы» УралЭНИН УрФУ, Екатеринбург, в период с 2020 года по 2024 год, а также на 3 конференциях, в том числе:

1. Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» – Нижний Новгород, 2022;
2. Международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи» – Красноярск, 2023;
3. Международная научно-техническая конференция «Релейная защита и автоматика» – Москва, 2023.

### **Публикации**

По результатам работы всего опубликовано 7 статей, из них 2 – в рецензируемых научных журналах, входящих в перечень ВАК РФ и Аттестационного совета УрФУ, а также одна в издании, входящем в международную базу цитирования Scopus.

### **Структура работы**

*Работа состоит из введения, 4 глав, заключения, библиографического списка из 113 наименований. Содержит 127 страниц, 40 рисунков и 10 таблиц.*

Отдельная благодарность выражается научному руководителю Паздерину А.В. и научному консультанту Апросину К.И., а также всему

коллективу кафедры автоматизированных электрических систем Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Уральского федерального университета имени первого Президента России Б.Н. Ельцина» и коллективу «Научно-исследовательского центра «Прософт-Системы» за помощь и оказание консультаций при написании данной работы.

# **ГЛАВА 1. ОБЗОР СПОСОБОВ ДАЛЬНЕГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ И МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ**

В данной главе представлен обзор литературы и результаты её анализа по следующим направлениям:

- способы дальнего резервирования в электрической сети [31 – 35];
- классические методы ОМП в контексте задачи обнаружения ВЛ, на которой произошло короткое замыкание [16 – 19, 21 – 28, 29, 30];
- методы ОМП с применением технологии СВИ в контексте задачи обнаружения ВЛ, на которой произошло короткое замыкание [36 – 38, 39 – 73, 12 – 14].

Также рассмотрен вопрос согласования ступеней дальнего резервирования. Показано, что при обеспечении селективности ступеней дальнего резервирования через выдержки времени наблюдаются проблемы, которые приводят к необходимости увеличивать время работы ступеней дальнего резервирования.

Описаны проблемы дальнего резервирования в электрической сети. Освещены и рассмотрены сопутствующие задачи, возникающие при реализации дальнего резервирования, такие как выявление факта возникновения короткого замыкания в электрической сети и определение места повреждения. Рассмотрен вопрос необходимости и актуальности применения синхронизированных векторных измерений параметров электрического режима при решении задачи определения места повреждения.

## **1.1 Способы резервирования в электроэнергетической сети**

### **1.1.1 Общие сведения**

При ликвидации КЗ отмечаются случаи отказов в действии РЗ и выключателей. С ними нельзя не считаться, поскольку отказ РЗ или выключателя означает неотключение КЗ и, следовательно, длительное протекание токов КЗ и снижение напряжения в сети. Наряду с принятием мер

по повышению надежности действия РЗ и выключателей, особо важное значение приобретает резервирование отключения КЗ в случае отказа выключателя или действующей на него РЗ. Применяются два способа резервирования: дальнее – осуществляемое РЗ и выключателями смежных участков, установленными на соседних энергообъектах; ближнее – осуществляемое РЗ и выключателями, установленными на той же подстанции, на которой расположен отказавший элемент. В данной работе рассмотрен вопрос организации дальнего резервирования.

### **1.1.2 Дальнее резервирование в электрической сети**

Принципиальным преимуществом дальнего резервирования является его высокая надежность. Резервируемые и резервирующие РЗ и выключатели находятся на разных подстанциях и, следовательно, неисправности и неполадки, возникшие на резервируемой подстанции, не могут повлиять на работу резервирующих устройств. Однако в сложных сетях с протяженными сильно загруженными ЛЭП при наличии параллельных ветвей и мощных подпиток резервные РЗ оказываются недостаточно чувствительными даже в тех случаях, когда они выполнены посредством токовой направленной защиты нулевой последовательности и дистанционной защиты. Этот недостаток дальнего резервирования ограничивает его применимость и вынуждает искать другие пути, обеспечивающие большую чувствительность резервирования.

Другим недостатком дальнего резервирования является его большое время действия ступеней дальнего резервирования, определяемое условиями селективности. В ряде случаев полное время отключения РЗ может достигать нескольких секунд.

В настоящее время большое внимание уделяется цифровой подстанции (ЦПС). Стоит отметить, что при реализации ЦПС отказ измерения может быть зарезервирован путем подмены этого измерения суммой измерений других присоединений. Отказ шкафа релейной защиты и автоматики, в свою очередь, может быть зарезервирован локально путем использования резервного шкафа

РЗА либо применением подменной защиты и автоматики (комплекта) – так называемые подменные панели и т.п.

Но даже в случае реализации ЦПС, никаким физическим образом нельзя зарезервировать отказ источника питания цепей оперативного тока на подстанции (станции). В случае потери питания оперативным током на объекте, все локально резервирующие средства на данном объекте также выходят из строя. В этом случае выполнить резервирование возможно только средствами на других подстанциях (станциях), т.е. дальним резервированием.

Таким образом, становится очевидно, что заменить в полном объеме дальнейшее резервирование ближним не представляется возможным.

## **1.2 Проблемы классической методологии согласования ступеней дальнего резервирования**

В соответствии с [74] третья ступень ДЗ предназначена для действия при многофазных КЗ в зоне дальнего резервирования, а также четвертая ступень ТНЗНП предназначена для действия при КЗ на землю в зоне дальнего резервирования.

В свою очередь, в соответствии с [75, 76] при невозможности одновременного выполнения требований к чувствительности устройств РЗ, выполняющих функции дальнего резервирования, и требований селективности действия устройств РЗ приоритет должен быть отдан обеспечению требований к чувствительности устройств РЗ. Требования селективности действия устройств РЗ должны обеспечиваться для максимально возможного количества видов КЗ, мест КЗ и расчетных условий.

Третья ступень дистанционной защиты и четвертая ступень токовой направленной защиты нулевой последовательности (ступени дальнего резервирования) настраиваются по времени на ступень селективности больше вторых ступеней смежных защит отходящих линий. В свою очередь, при отсутствии конкретных данных, из опыта эксплуатации ступень

селективности принимается, исходя из типа установленной релейной защиты на смежной линии:

- 0,3 с – при согласовании с цифровыми микропроцессорными защитами присоединений;
- 0,4 с – при согласовании с устройствами РЗ на микроэлектронной базе;
- 0,4-0,5 с – при согласовании с РЗ присоединений на электромеханической базе.

Проблема классической методологии согласования ступеней дальнего резервирования показана на примере, приведенном на рисунке 1.1 (рассматриваются защиты №1, №2, №3).

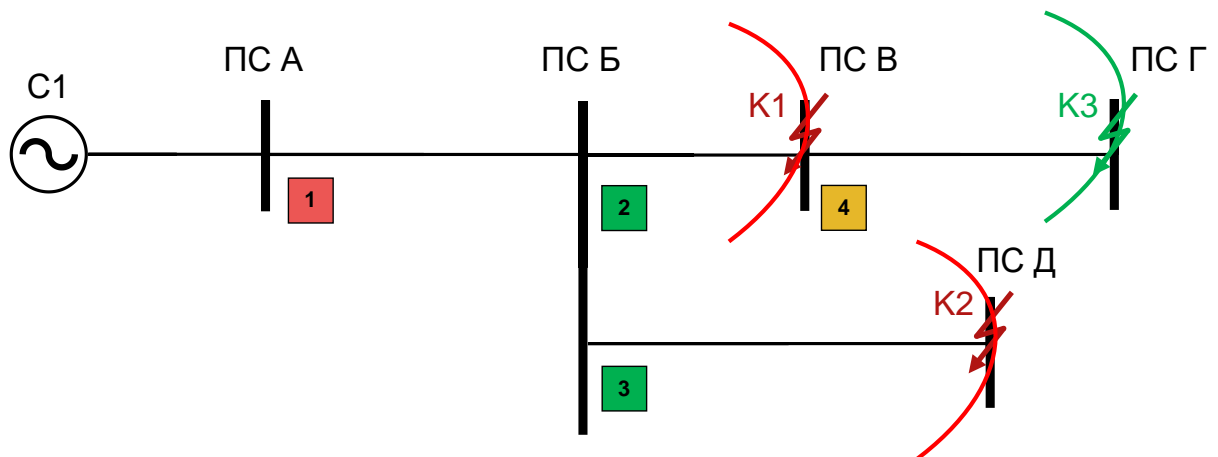


Рисунок 1.1 – Пример согласования ступеней дальнего резервирования посредством выдержек времени и зон пусковых органов в электрической сети

Для электрической сети на рисунке 1.1 примем следующие параметры РЗ:

- Комплект РЗ №1 – микропроцессорный терминал:

$$t_{2ст.}^I = 0,3с, \Delta t_I = 0,3с.$$

- Комплект РЗ №2 – микропроцессорный терминал:

$$t_{2ст.}^{II} = 0,3с, \Delta t_{II} = 0,3с.$$

- Комплект РЗ №3 – РЗ на электромеханической базе:



$$t_{2\text{ст.}}^{III} = 0,5\text{с}, \Delta t_{III} = 0,5\text{с}.$$

- Комплект РЗ №4 – РЗ на электромеханической базе:

$$t_{2\text{ст.}}^{IV} = 0,5\text{с}, \Delta t_{IV} = 0,5\text{с}.$$

В общем случае согласование по времени выполняется по следующему выражению:

$$t_{3\text{ст.}}^I = \max\{(t_{2\text{ст.}}^{II} + \Delta t_{II}); (t_{2\text{ст.}}^{III} + \Delta t_{III})\} \quad (1)$$

Тогда при подстановке исходных данных для электрической сети на рисунке 1.1 согласование ступеней дальнего резервирования классической методологией будет выглядеть следующим образом:

$$\begin{aligned} t_{3\text{ст.}}^I &= \max\{(t_{2\text{ст.}}^{II} + \Delta t_{II}); (t_{2\text{ст.}}^{III} + \Delta t_{III})\} = \\ &= \max\{(0,3 + 0,3); (0,5 + 0,5)\} = 1\text{с} \end{aligned} \quad (2)$$

Для защиты №2:

$$t_{3\text{ст.}}^{II} = t_{2\text{ст.}}^{IV} + \Delta t_{IV} = 0,5 + 0,5 = 1\text{с} \quad (3)$$

По уровню ступени дальнего резервирования должны быть чувствительны к коротким замыканиям в конце зоны резервирования (второго пояса):

- ступени дальнего резервирования комплекта №1 должны быть чувствителен к коротким замыканиям в точках К1 и К2;
- ступени дальнего резервирования комплекта №2 должны быть чувствителен к короткому замыканию в точке К3.

При этом, в схеме в которой выполняется согласование защиты №1 с защитами смежных линий разной длины и при выполнении условия обеспечения чувствительности в точке К2, защита №1 будет чувствительна также к коротким замыканиям на участке линии ПС В – ПС Г, т.е. в третьем поясе.

Таким образом, при К3 на участке линии ПС В – ПС Г возможна неселективная работа защит №1 и №2.

Чтобы исключить неселективное срабатывание ступеней дальнего резервирования защиты №1 при коротких замыканиях в третьем поясе, необходимо увеличить выдержку времени третьей ступени, что приведет к увеличению длительности протекания токов короткого замыкания в электрической сети. Увеличение выдержки времени возможно за счет согласования не со второй, а с третьей ступенью защиты №2.

Таким образом, возможны случаи, когда при наличии в электрической сети отходящих линий разной длины, классическая методология согласования ступеней дальнего резервирования не позволяет выполнить их согласование без необходимости увеличения выдержек времени. Увеличение выдержек времени, в свою очередь, приводит к увеличению времени протекания токов короткого замыкания в электрической сети, что негативно сказывается на оборудовании.

### **1.3 Методы определения места повреждения в контексте решения задачи обнаружения линии с коротким замыканием**

#### **1.3.1 Общие сведения**

Как известно, одной из серьезных проблем нормального функционирования энергосистем является нарушение работоспособности воздушных и кабельных ЛЭП. Короткие замыкания опасны как с точки зрения вывода из строя силового оборудования (трансформаторы/автотрансформаторы, генераторы и т.д.), так и с точки зрения нарушения питания потребителей, что влечет за собой недоотпуск электроэнергии и, как следствие, существенные финансовые ущербы [36].

С развитием технологии СВИ [12, 13, 73], а также интеграции данной технологии в функцию определения места повреждения, становится возможным решить ряд существенных проблем и недостатков существующих методов ОМП [38].

На сегодняшний день существуют и реализованы различные способы определения места повреждения воздушных ВЛ электропередачи [36 – 38, 39 – 72, 16 – 19].

На рисунке 1.2 представлена классификация методов ОМП [15].

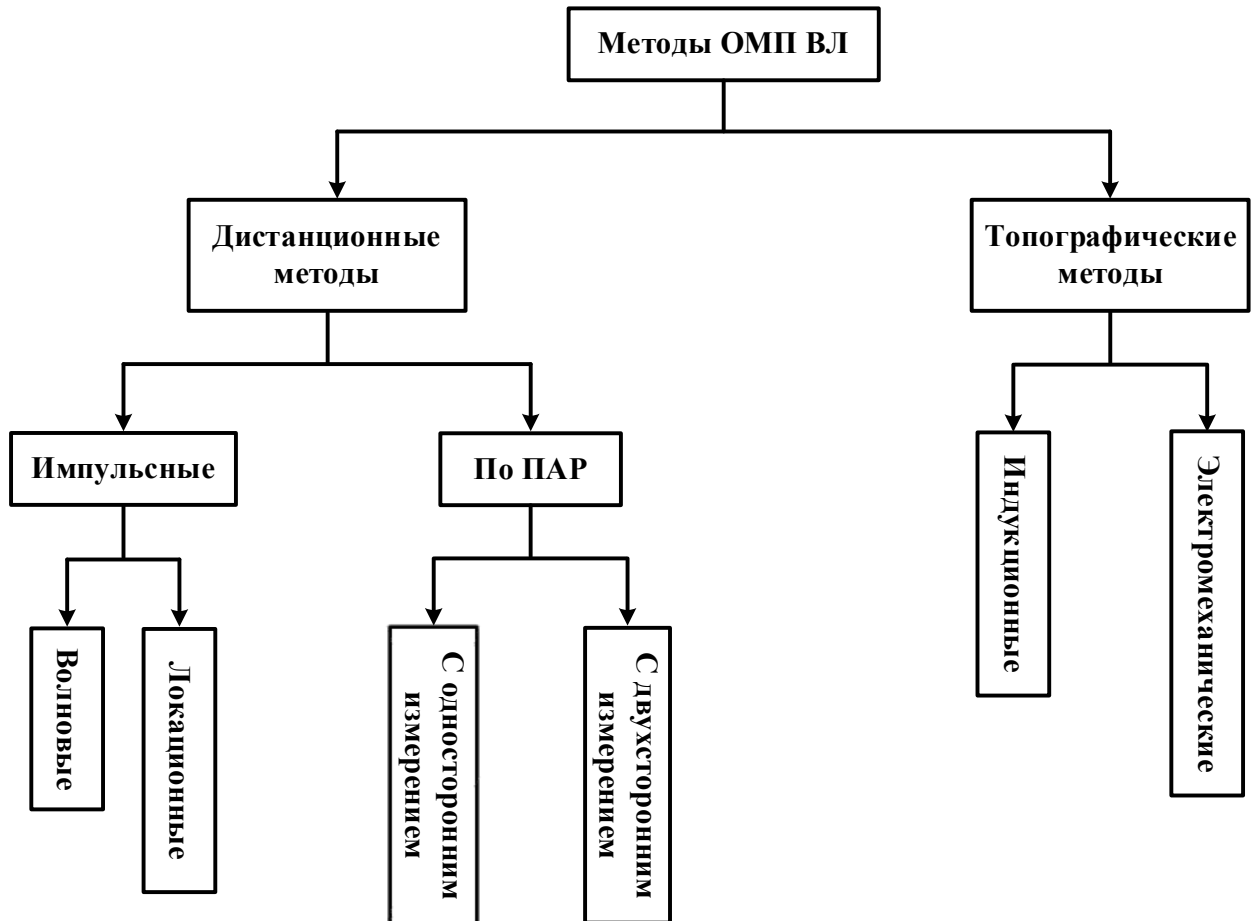


Рисунок 1.2 – Классификация методов ОМП ВЛ

В целом существующие методы ОМП можно разделить на 2 основных группы: дистанционные методы и топографические методы [15].

В топографических методах ОМП предполагается, что место повреждения находится непосредственно на самой трассе линии. В свою очередь дистанционные методы ОМП заключаются в измерении расстояния до места повреждения с концов линии.

В таблице 1.1 приведены основные достоинства и недостатки данных методов ОМП. Отдельно стоит отметить, что представленные ниже методы ОМП, несмотря на их недостатки, получили широкое применение на практике.

Таблица 1.1 – Достоинства и недостатки основных методов ОМП, получивших распространение на практике

Метод ОМП	Принцип работы	Достоинства	Недостатки
Волновой	<p>Фиксируется появление фронта волны, возникшей в результате КЗ с двух сторон поврежденной линии. По разности времени прихода фронта волны определяется расстояние до точки КЗ.</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Довольно высокая точность, не зависящая от типа повреждения.</li> <li>2. Не чувствителен к переходным сопротивлениям в месте КЗ.</li> <li>3. Не подвержен снижению точности из-за измерительных погрешностей в трактах измерения токов и напряжений.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Необходимость высокоточных измерений с двух концов линии.</li> <li>2. Не определяет точно точку КЗ, находящуюся достаточно близко к концу линии (наличие мертвой зоны вблизи измерений).</li> <li>3. Необходимость обеспечения ВЧ тракта.</li> </ol>
	<p>Локационный – в линию подается импульсный сигнал, и по времени прихода отраженного сигнала выявляется наличие точки короткого замыкания, как точки неоднородности, от которой отражается фронт этого сигнала. По времени появления фронта отраженного сигнала определяется</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Довольно высокая точность, не зависящая от типа повреждения.</li> <li>2. Работает по одностороннему измерения, т.е. не требуется установка оборудования с обоих концов линии.</li> <li>3. Не чувствителен к переходным</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Необходимость установки передающего оборудования.</li> <li>2. Точность метода снижается по мере приближения ТКЗ к точке измерения.</li> <li>3. Необходимость обеспечения ВЧ тракта.</li> <li>4. Чувствителен к любым соединениям проводов внутри линии.</li> </ol>

Метод ОМП	Принцип работы	Достоинства	Недостатки
	расстояние до точки КЗ.	сопротивлениям в месте КЗ. 4. Не подвержен снижению точности из-за измерительных погрешностей в трактах измерения токов и напряжений.	
По параметрам аварийного режима	Работает по измерениям тока и напряжения с одного либо двух концов линии, а также параметрам схемы замещения сети.	1. Не требует установки дополнительного оборудования, кроме измерительных ТТ и ТН, т.е. работает с теми же измерениями, что и РЗА. 2. Может быть реализован как функция внутри терминала защит.	1. Точность зависит от точности измерительных трактов тока и напряжения, а также от параметров схемы замещения, в т.ч. параметров нулевой последовательности. 2. Точность зависит от переходного сопротивления в точке КЗ.

Как видно из таблицы 1.1, для работы двухсторонних методов ОМП требуется синхронизация измерений тока и напряжения по концам защищаемой ЛЭП, а также организация каналов связи для передачи этих данных с двух концов линии. Данное требование существенно ограничивает область применимости двухстороннего ОМП.

При этом, если вопрос организации каналов связи представляется достаточно простым для решения с технической точки зрения (ВОЛС), то проблема синхронизации измерений параметров режима по концам ЛЭП является достаточно нетривиальной.

### 1.3.2 Классические методы определения места повреждения

Согласно обзору литературы [36 – 38, 39 – 72, 16 – 19, 21 – 28, 29, 30], задача ОМП и на сегодняшний день является актуальной. Это объясняется необходимостью быстрого выявления места повреждения с целью скорейшего включения ЛЭП обратно в работу. Это позволит снизить экономические ущербы от недоотпуска электроэнергии потребителям.

В силу своих достоинств (частота опроса данных и точность синхронизации), в сравнении с SCADA-ОИК, технология синхронизированных векторных измерений на сегодняшний день является перспективной, как в целом, так и в контексте задачи ОМП.

С учётом того, что технология СВИ уже внедрена в сетях высокого напряжения энергосистемы России (системообразующей сети), не требуется дополнительных капиталовложений в дооснащение устройствами СВИ, как минимум, на уровне сетей высокого напряжения. С учетом этого, на сегодняшний день не существует технологии, альтернативной СВИ, не требующей затрат на ее реализацию.

Что касается среднего и низкого напряжений, на сегодняшний день, необходимо снизить стоимость устройств СВИ, а также КСВД. В случае достижения этой цели, оснащение сетей СН и НН устройствами СВИ станет очень выгодным, учитывая все преимущества данной технологии.

С технической точки зрения важным преимуществом методов ОМП на базе СВИ является сокращение времени работы алгоритмов, основанных на данных методах. Это объясняется наличием измерений устройствами СВИ амплитуды и фазы токов и напряжений с высокой точностью синхронизации, что приводит к отсутствию необходимости дорасчетов с целью привести измерения электрических параметров к одному режиму. Также стоит отметить большую точность методов ОМП на базе СВИ в сравнении с традиционными методами, что также является важным преимуществом применения технологии СВИ в задаче ОМП. За счет сбора измерений устройств СВИ на

КСВД становится возможным реализовать централизованное ОМП, что решит ряд проблем и задач.

Актуальность применения СВИ в задаче ОМП является прямым следствием из особенностей синхронизированных векторных измерений. В таблице 1.2 приведены сравнительные характеристики данных, получаемых с SCADA-ОИК и данных СВИ.

Из основных сравнительных характеристик между данными SCADA-ОИК и СВИ можно выделить следующие:

- Частота опроса данных;
- Точность синхронизации данных.

Таблица 1.2 – Сравнительные характеристики данных SCADA-ОИК и СВИ

<b>Тип данных</b>	<b>Частота опроса</b>	<b>Точность синхронизации</b>
Данные ОИК	1 раз в 2 с	1 мс (NTP)
Данные СВИ	1 раз в 0.02 с	Не хуже 1мкс (GPS/ ГЛОНАСС)

Согласно стандарту IEEE C37.118-2005/2011 [77, 78] частота измерений СВИ должна быть 1 раз в период основной частоты (50 Гц), т.е. 1 раз в 20 мс, в то время как данные с существующего SCADA-ОИК имеют частоту измерений 1 раз в 2 секунды. С учётом времени протекания переходного процесса (КЗ), очевидно, что данные с SCADA-ОИК имеют гораздо меньшую частоту, чем требуется для наблюдения переходного процесса. Условно, имеются измерения параметров электрического режима ДО возникновения короткого замыкания и измерения параметров электрического режима ПОСЛЕ окончания короткого замыкания. Это означает, что измерения, получаемые с SCADA-ОИК (измерения с разных концов защищаемой ЛЭП) не содержат информации о режиме КЗ и не могут быть использованы для решения задачи ОМП в тех случаях, когда время существования КЗ меньше времени опроса, используемого в системе SCADA-ОИК.

Кроме того, измерения, получаемые от системы SCADA-ОИК, принадлежат к разным электрическим режимам. С учетом точности

синхронизации данных в системе SCADA-ОИК появляется необходимость дополнительных расчетов, чтобы искусственно привести полученные данные к одному электрическому режиму. Данные СВИ, в свою очередь, за счет точности синхронизации и благодаря высокой частоте опроса, имеют привязку к одному электрическому режиму, т.е. отсутствует необходимость дорасчётов, чтобы искусственно привести их к одному режиму.

Таким образом, достоинство применения СВИ в задаче определения места повреждения в том, что при использовании синхронизированных векторных измерений отсутствует необходимость приведения измерений с разных концов защищаемой ЛЭП к одному электрическому режиму, и как следствие уменьшение времени до определения места повреждения как такового в целом.

### **1.3.3 Методы определения места повреждения с применением технологии синхронизированных векторных измерений**

На сегодняшний день предложено и реализовано достаточно много методов определения места повреждения с применением синхронизированных векторных измерений [36, 37, 39 – 65].

В данном разделе кратко рассматриваются проблемы, которые возникают при практическом применении новых разработок в области ОМП на базе СВИ. Данные проблемы обусловлены как необходимостью дооснащения устройствами СВИ в сетях СН и НН и организации новых каналов связи, так и возможной необходимостью доработки существующего программного обеспечения в части СВИ либо разработки нового программного обеспечения.

#### **1.3.3.1 Каналы связи и необходимое программное обеспечение**

При разработке и реализации решений в части централизованного ОМП с СВИ возникнет ряд проблем, таких как:



- организация каналов связи между устройствами СВИ, КСВД и непосредственно объектами электроэнергетики (подстанция, станция);
- разработка программного обеспечения, необходимого для использования на полевом уровне (подстанции, станции).

При применении локальных устройств ОМП на базе СВИ подобных проблем наблюдаться не будет, однако большинство рассмотренных в литературе алгоритмов требуют наличие синхронизированных измерений с удаленного конца контролируемой линии.

Стоит отметить, что при условии достаточно низкого оснащения устройствами СВИ сетей СН и НН, проблема организации каналов связи в сетях данных классов напряжений будет стоять более остро, нежели в сетях ВН. Очевидно, что при отсутствии устройств СВИ в сетях данных классов напряжения, наличие каналов связи не предполагается. Их организация повлечет дополнительные затраты, как финансовые, так и временные.

Помимо этого, при реализации централизованного ОМП потребуется разработка дополнительного программного обеспечения, позволяющего получать информацию об ОМП, а также работать с ней на полевом уровне (подстанции, станции). Как известно, разработка и внедрение нового ПО задача длительная во времени, требующая трудоемкой отладки самого ПО и настройки сопутствующего оборудования.

### **1.3.3.2 Стоимость основных компонентов**

На сегодняшний день наиболее дорогостоящим устройством в технологии СВИ являются концентраторы синхронизированных векторных данных. Ввиду роста количества задач, решаемых на КСВД, стоимость последних растет. Принимая во внимание увеличение объемов данных, поступающих на КСВД из-за установки новых устройств синхронизированных векторных измерений и, как следствие, рост самих расчётов, выполняемых на КСВД, становится очевидно, что стоимость концентраторов будет продолжать увеличиваться.

Стоит отметить, что стоимость самих устройств СВИ (измерительных датчиков) на сегодняшний день остаётся высокой с точки зрения оснащения ими распределительных сетей (СН и НН). Также дорогостоящими остаются каналы связи. В этой связи, в ближайшей перспективе актуальным направлением развития системы СМПП в России представляется, в первую очередь, снижение стоимости самих устройств СВИ (измерительных датчиков).

Основным ограничением применения СВИ в задаче ОМП на сегодняшний день является низкий уровень покрытия устройствами СВИ распределительных сетей. Данное ограничение будет сниматься по мере упрощения локальных устройств СВИ и повышения доступности каналов связи.

На сегодняшний день предложено и реализовано достаточно много методов определения места повреждения с применением синхронизированных векторных измерений [36, 37, 39 – 65]. Однако стоит принимать во внимание ряд значимых факторов и критериев, которые надо учитывать при анализе предлагаемых методов. Среди них особо выделяются:

- принятые допущения, лежащие в основе предлагаемого метода;
- область применимости предлагаемого метода;
- точность ОМП (погрешность) в идеальных условиях;
- особенности метода в части требуемых исходных данных, наличия данных СВИ, наблюдаемости исследуемой сети и т.п.

Данные критерии являются определяющими при анализе эффективности и актуальности того или иного метода ОМП с СВИ, ввиду чего данные критерии выбраны в качестве сравнительных критериев предлагаемых методов ОМП с СВИ.

В таблице 1.3 приведен сравнительный анализ рассмотренных в литературе методов ОМП с применением синхронизированных векторных измерений.

Таблица 1.3 – Сравнительный анализ методов ОМП с применением СВИ

Метод ОМП	Допущения метода	Область применимости	Особенности метода	Принцип работы метода
Волновой (Аппаратная часть СВИ применяется в части точного определения моментов прихода сигнала в начало и конец ЛЭП) [36]	Напряжение в точке КЗ падает до нуля. Длина линии много меньше длины падающей волны тока. В УР вдоль всей линии мгновенные значения тока и напряжения неизменны.	Одиночная ЛЭП	Используется модель линии с сосредоточенными параметрами для расчета переходного процесса в линии с распределенными параметрами. Имеются СВИ на обоих концах ЛЭП.	В данном методе посредством аппаратной базы СВИ решается вопрос точной синхронизации прихода волны в начало и конец линии.
Эквивалентирование схемы сети до момента обнаружения тока утечки (метод относительной разности ожидаемых напряжений при наличии утечки тока) [37]	Полная наблюдаемость сети с точки зрения наличия СВИ по концам ЛЭП, а также каждому ответвлению.	Сеть 6 – 35 кВ с изолированной нейтралью при $K^{(3)}$ и $K^{(2)}$ , а также 110 кВ и выше при всех видах КЗ. Не применим в сети 6 – 35 кВ с изолированной нейтралью при $K^{(1)}$ .	Полная наблюдаемость сети с точки зрения наличия СВИ по концам ЛЭП, а также каждому ответвлению.	Определяется ожидаемый комплекс напряжения в месте подключения ответвления 2 способами (по результатам эквивалентирования и по измерению тока и напряжения на первом ответвлении). Далее вычисляются разности ожидаемых напряжений, полученных 2-мя способами. На основании этого вычисляется ток утечки. Там, где он обнаружен, и будет КЗ. Далее производится ОМП по двухстороннему измерению.
Двухсторонний ОМП на основе оценки состояния (Точность в пределах 0,6%) [39]	Имеются СВИ на обоих концах ЛЭП	Одиночная ЛЭП	Имеются СВИ на обоих концах ЛЭП	Используется двухсторонний ОМП. Данные СВИ используются в качестве измерений, расстояние до места КЗ и напряжение повреждения добавляются в качестве новых переменных состояния в средства оценки состояния.

Таблица 1.3 – Продолжение

Метод ОМП	Допущения метода	Область применимости	Особенности метода	Принцип работы метода
ОМП на основе решения задачи оптимизации функции разницы напряжений между узлами линии [40]	КЗ полностью резистивное. Используется модель распределенной линии. Указывается тип неисправности. Имеются СВИ на обоих концах ЛЭП.	Одиночная ЛЭП	Имеются СВИ на обоих концах ЛЭП.	После возникновения неисправности ветви, не являющиеся неисправными, заменяются эквивалентно на основе Тевенина. Далее решается задача оптимизации функции разницы напряжений между узлами линии.
ОМП с применением телеграфных уравнений (Точность в пределах 0,3%) [42]	Имеются СВИ на обоих концах ЛЭП.	Одиночная ЛЭП	Оценка места повреждения производится по прямой последовательности тока и напряжения.	ОМП на основе динамической оценки местоположения неисправности с применением свободного порогового поиска. Производится сравнение со статической оценкой местоположения неисправности.
ОМП на основе свободного порогового поиска (Точность в пределах 0,2%) [43]	Векторы тока и напряжения в точке КЗ равны (относительно узлов защищаемой ЛЭП). Полная наблюдаемость сети с точки зрения наличия СВИ по концам ЛЭП, а также каждому ответвлению.	Многоконцевая двухцепная нетранспонированная линия с несколькими ответвительными узлами и несколькими ответвлениями.	Методом свободного порогового поиска находится только ветвь с КЗ, а точное место КЗ определяется известными методами. Полная наблюдаемость сети с точки зрения наличия СВИ по концам ЛЭП, а также каждому ответвлению.	Для определения самой неисправной ветви применяется схема свободного порогового поиска. После обнаружения линии с КЗ, точное место повреждения находится с применением общеизвестных методов ОМП.

Таблица 1.3 – Продолжение

Метод ОМП	Допущения метода	Область применимости	Особенности метода	Принцип работы метода
<p>Двухэтапный гибридный онлайн метод ОМП на основе относительной степени неисправности [44]</p>	<p>Необходимо состояние выключателей, а также фиксация факта срабатывания основных/резервных защит линии/линий. Имеются СВИ на обоих концах ЛЭП.</p>	<p>Одиночная ЛЭП</p>	<p>Необходимо состояние выключателей, а также фиксация факта срабатывания основных/резервных защит линии/линий. Имеются СВИ на обоих концах ЛЭП.</p>	<p>Объединяются и интегрируются традиционные первичные/резервные реле на большой площади и состояние выключателей в двухэтапный гибридный онлайн-метод обнаружения КЗ. На первом этапе алгоритм глобального онлайн-обнаружения неисправностей использует глобальные защитные действия для получения относительных степеней неисправности линий. На втором этапе работы, направленном на сужение поврежденной области до двух наиболее подозрительных линий, алгоритм локализации неисправности использует несколько групп РМУ для точного обнаружения поврежденной линии.</p>
<p>Метод ОМП на основе измерений напряжений и уравнений полной проводимости узла (Точность в пределах 0,5%) [45]</p>	<p>Известны напряжения по концам защищаемой ЛЭП, а также напряжения соседних узлов.</p>	<p>Одиночная ЛЭП</p>	<p>Требуются напряжения по концам защищаемой ЛЭП, а также напряжения соседних узлов.</p>	<p>Метод использует синхронизированные напряжения короткого замыкания двух узлов поврежденной линии и их соседних узлов для локализации повреждения. На основе этих напряжений узлов неисправности, измеренных модулями РМУ, рассчитываются линейные токи между этими узлами. Затем из линейных токов формируются токи инъекции узлов на двух концах поврежденной линии. На основе рассчитанных токов подачи в узлах неисправности определяется узел неисправности или рассчитывается местонахождение неисправности на линиях электропередачи.</p>

Таблица 1.3 – Продолжение

Метод ОМП	Допущения метода	Область применимости	Особенности метода	Принцип работы метода
Метод ОМП на основе теории распределения напряжения вдоль ЛЭП (Точность в пределах 0,01%) [38]	Полная наблюдаемость сети с точки зрения наличия СВИ по каждому ответвлению, а также СВИ на источнике питания.	Одиночная ЛЭП с ответвлениями	Полная наблюдаемость сети с точки зрения наличия СВИ по каждому ответвлению, а также СВИ на источнике питания.	Информация о напряжении и токе, полученная от СВИ, используется для расчета напряжения головной станции каждой ветви, чтобы определить неисправный фидер. Затем распределение напряжения вдоль двухстороннего фидера используется для точного определения места повреждения.
ОМП на основе абсолютной разности фаз тока прямой последовательности на защищаемой ЛЭП, а также с применением метода роя частиц (Точность в пределах 0,3%) [46]	СВИ имеются по концам защищаемой ЛЭП. Используется распределенная модель ЛЭП. Информация о типе КЗ поступает от защит.	Одиночная ЛЭП	СВИ имеются по концам защищаемой ЛЭП. Используется распределенная модель ЛЭП. Информация о типе КЗ поступает от защит.	На основе собранных данных от РМУ предложенная схема сначала определяет поврежденный участок, а затем определяет место повреждения, решая задачу оптимизации. Представляя абсолютную разность текущего угла обратной последовательности, предлагается подход для идентификации поврежденного участка.
ОМП на основе прямой последовательности тока и напряжения (Точность в пределах 0,5%) [47]	Используется модель линии с сосредоточенными параметрами. СВИ имеются по концам защищаемой ЛЭП.	Одиночная ЛЭП	Используется модель линии с сосредоточенными параметрами. СВИ имеются по концам защищаемой ЛЭП.	Адаптивное определение места повреждения благодаря онлайн-расчетным параметрам и эквивалентному сопротивлению источника. Расчетное эквивалентное сопротивление источника отражает практический режим генерации системы при возникновении неисправности на линии. Наложённые компоненты прямой последовательности используются для определения места повреждения линии.

Таблица 1.3 – Продолжение

Метод ОМП	Допущения метода	Область применимости	Особенности метода	Принцип работы метода
ОМП на основе сравнения симметричных составляющих напряжения с пороговыми значениями [48]	Полная наблюдаемость сети с точки зрения наличия СВИ.	Одиночная ЛЭП	Полная наблюдаемость сети с точки зрения наличия СВИ.	Компоненты последовательности напряжения, фазовых углов и знак косинуса угла между напряжением и током на обоих концах линии используются для идентификации поврежденного участка и поврежденной ветви.
ОМП на основе теоремы суперпозиции (Точность в пределах 0,4 %) [49]	СВИ имеются по концам защищаемой ЛЭП.	Одиночная ЛЭП	СВИ имеются по концам защищаемой ЛЭП.	Сначала извлекаются основные уравнения локализации неисправности с использованием теоремы суперпозиции; затем путем решения этих уравнений рассчитываются вероятные точки отказа. Заранее правильное место будет определено среди решений в результате предложенных критериев.
ОМП на основе теоремы суперпозиции (Модификация для одновременных отказов) (Точность в пределах 0,6 %) [50]	СВИ имеются по концам защищаемой ЛЭП.	Одиночные ЛЭП	СВИ имеются по концам защищаемой ЛЭП.	Компоненты последовательности напряжения, фазовые углы и знак косинуса угла между напряжением и током на обоих концах линии используются для определения поврежденной области и поврежденной ветви.
ОМП на основе прямой последовательности тока и напряжения (Точность в пределах 0,3%) [51]	Используется модель линии с сосредоточенными параметрами. СВИ имеются по концам защищаемой ЛЭП.	Многоконцевая ЛЭП	Используется модель линии с сосредоточенными параметрами. СВИ имеются по концам защищаемой ЛЭП.	Сначала определяется узловой дисбаланс тока, индекс места повреждения, затем путем подробного теоретического анализа выводятся особенности для двух разных случаев повреждения.

Таблица 1.3 – Продолжение

Метод ОМП	Допущения метода	Область применимости	Особенности метода	Принцип работы метода
ОМП на основе контроля срабатывания дистанционной защиты для обнаружения КЗ [52]	Необходимо фиксировать факт срабатывания защит. СВИ имеются по концам защищаемой ЛЭП.	Одиночная ЛЭП	Необходимо фиксировать факт срабатывания защит. СВИ имеются по концам защищаемой ЛЭП.	Предложен новый алгоритм контроля срабатывания зоны 3 дистанционной защиты на основе синхrofазорной технологии, основанный на контроле за изменением потоков реактивной мощности на линиях электропередачи.
ОМП на основе матрицы сопротивления сети и симметричных составляющих тока и напряжения (Точность в пределах 1 %) [53]	Предполагается доступность симметричных составляющих тока и напряжения. Не учитывается ёмкость ЛЭП. Полная наблюдаемость сети с точки зрения СВИ.	Произвольная сеть	Предполагается доступность симметричных составляющих тока и напряжения. Не учитывается ёмкость ЛЭП. Полная наблюдаемость сети с точки зрения СВИ.	Для обнаружения места неисправности используются наименьшие квадраты ошибок.
ОМП на основе эквивалентирования схемы замещения защищаемой ЛЭП и расчета невязок узловых напряжений при прямом и обратном расчётах (Интервальный метод) (Точность в пределах 50 %) [54]	СВИ имеются по концам защищаемой ЛЭП.	Одиночная ЛЭП	СВИ имеются по концам защищаемой ЛЭП.	Метод на основе интервального алгоритма, учитывающий неопределенность параметров распределенной сети и измерений СВИ.



Таблица 1.3 – Продолжение

Метод ОМП	Допущения метода	Область применимости	Особенности метода	Принцип работы метода
ОМП с применением концепции разреженности данных [56, 79, 80]	Полная (либо частичная) наблюдаемость сети с точки зрения СВИ.	Произвольная сеть с последующим выделением одиночной ЛЭП.	Полная (либо частичная) наблюдаемость сети с точки зрения СВИ.	Применяются узловые уравнения для сети. Затем производится замена тока КЗ парой виртуальных эквивалентных наложений инъекций на двух прилегающих шинах. Далее применяется сокращение Крона к узловым уравнениям, а затем решается недоопределенная система уравнений, что представляет собой задачу разреженной аппроксимации.
ОМП на основе машинного обучения (Точность в пределах 5 %) [57]	Полная наблюдаемость сети с точки зрения СВИ.	Одиночная ЛЭП с ответвлениями	Полная наблюдаемость сети с точки зрения СВИ.	Используются зарегистрированные напряжения на подстанции и РГ с низкой частотой дискретизации 5 кГц, которые измеряются микро-СВИ. Один цикл данных с четвертью до неисправности и тремя четвертями после неисправности рассматривается как окно данных для каждого образца. Анализ частотного спектра сигналов напряжения используется для выделения необходимых характеристик. Затем к набору обучающих данных применяется алгоритм NCFS, чтобы отличать более информативные признаки от остальных в пределах порога. Затем новый набор обучающих данных передается классификатору SVM с линейным ядром.
ОМП на основе расчёта реактивного сопротивления (Точность в пределах 0,6 %) [58]	СВИ имеются по концам защищаемой ЛЭП, а также на ответвительных присоединениях.	Одиночная ЛЭП с ответвлениями	СВИ имеются по концам защищаемой ЛЭП, а также на ответвительных присоединениях.	Метод на основе широкозонного метода измерения с использованием СВИ.

Таблица 1.3 – Продолжение

Метод ОМП	Допущения метода	Область применимости	Особенности метода	Принцип работы метода
<p>Волновой ОМП на основе обратной последовательности и на основе модели с распределёнными параметрами (Точность в пределах 0,2 %) [59]</p>	<p>СВИ имеются по концам защищаемой ЛЭП.</p>	<p>Одиночная ЛЭП</p>	<p>СВИ имеются по концам защищаемой ЛЭП.</p>	<p>Метод бегущей волны измеряет разницу во времени, когда волна напряжения/тока достигает концов линии передачи. Поскольку скорость бегущей волны близка к скорости света, можно вычислить место повреждения. По сравнению с методом бегущей волны частота дискретизации метода сопротивления ниже. Рассматривается метод, основанный на сопротивлении обратной последовательности. Также рассматривается метод, основанный на модели линии передачи с распределёнными параметрами.</p>
<p>ОМП на основе метода дельта-тока и метода наименьших квадратов [60]</p>	<p>Полная наблюдаемость сети с точки зрения СВИ. Используется модель линии с распределёнными параметрами.</p>	<p>Произвольная сеть с последующим выделением одиночной ЛЭП</p>	<p>Полная наблюдаемость сети с точки зрения СВИ. Используется модель линии с распределёнными параметрами.</p>	<p>Дельта-метод модифицирован для применения к векторному падению напряжения. Выбор неисправной фазы основан на значениях векторного напряжения. В методе используются дельта-фазоры тока для определения колебания мощности в течение трех циклов. Применяется сокращенный метод наименьших квадратов для определения местоположения поврежденной линии с использованием суммы квадратов невязок. Требуется только напряжения и токи прямой последовательности.</p>

Таблица 1.3 – Окончание

Метод ОМП	Допущения метода	Область применимости	Особенности метода	Принцип работы метода
ОМП на основе метода главных компонент (Точность в пределах 5 %) [61]	Полная наблюдаемость сети с точки зрения СВИ.	Произвольная сеть с последующим выделением одиночной ЛЭП	Полная наблюдаемость сети с точки зрения СВИ.	Применяется метод главных компонент.
ОМП на основе фазового соотношения между измеряемым напряжением и напряжением неисправности (Точность в пределах 0,6 %) [62]	СВИ имеются по концам защищаемой ЛЭП. Ток в месте установки СВИ и ток в месте КЗ считаются находящимися в одной фазе.	Одиночная ЛЭП с ответвлениями	СВИ имеются по концам защищаемой ЛЭП.	Измеряется фазовое соотношение между измеряемым напряжением и напряжением неисправности.
ОМП с применением теории ОС [81, 82]	Полная (либо частичная) наблюдаемость сети с точки зрения СВИ.	Произвольная сеть с последующим выделением одиночной ЛЭП	Полная (либо частичная) наблюдаемость сети с точки зрения СВИ.	Сеть делится на редуционные секции. Методом суммирования токов находится поток мощности в системе. Производится ОС и оцениваются невязки измеренных и оцененных значений напряжений в узлах, с последующим выявлением узлов, смежных с линией с КЗ [48]. В ТКЗ ток КЗ находится по закону Кирхгофа. Затем с применением МНВК решается задача оценки состояния относительно параметра, характеризующего расстояния от шины до ТКЗ [49].

Исходя из таблицы 1.3 можно сделать 2 основных вывода:

- все существующие методы предполагают работу только в наблюдаемой сети с точки зрения СВИ;
- область применимости ограничена самой защищаемой линией.

В приведенном сравнительном анализе не учитывается критерий точности по причине того, что для оценки различных методов по точности необходимо фиксировать такие сравнительные критерии, как «допущения» и «область применимости». Другими словами, методы ОМП, сопоставляемые по точности, должны находиться в одинаковых условиях с точки зрения используемых исходных данных.

В данном разделе ставится задача сформировать представление о решениях на базе СВИ в части рассматриваемых топологий электрической сети, для которых решается задача ОМП, а также в части допущений, с учетом которых предлагаются те или иные методы ОМП с СВИ. Такой подход обусловлен в первую очередь тем, что необходимо понимать, в каких случаях (в каких схемно-режимных условиях) задача определения места повреждения внутри ЛЭП не решена вовсе, а также какие сдерживающие факторы для развития функции ОМП на базе СВИ имеются на сегодняшний день.

В свою очередь, вопрос повышения точности метода решается, во-первых, улучшением методологии (в частности, модификацией самих предложенных методов ОМП), а во-вторых, модернизацией аппаратной части СВИ либо расширением системы СВИ (установка измерительных датчиков СВИ в новые точки электрической сети и т.п.). Применение рассмотренных в литературе методов ОМП на базе СВИ ограничено покрытием СВИ существующей электрической сети, т.к. все вышеприведённые методы требуют полной наблюдаемости контролируемой линии или района электрической сети. При этом отдельно стоит отметить, что остается ряд ситуаций, не рассмотренных и не изученных в существующих исследованиях по ОМП с СВИ, таких как решение задачи ОМП в ненаблюдаемой сети.

На основе проведённого анализа существующих методом ОМП, представленных в литературе на сегодняшний день, особо можно выделить следующие методы:

1. ОМП на основе концепции разреженности;
2. ОМП с применением оценивания состояния.

В литературе показано, что на сегодняшний день существуют методы определения места повреждения с применением теории оценивания состояния [81, 82], а также методы ОМП, работающие в условиях ограниченного количества измерений СВИ (ОМП на основе разреженных измерений СВИ) [56, 79]. Помимо этого, представлен метод ОМП на основе разреженной оценки [86].

Данные методы и подходы являются наиболее перспективными и представляющими особый практический интерес с точки зрения применения СВИ.

Согласно анализу, очевидными перспективными направлениями развития функции ОМП с применением синхронизированных векторных измерений являются:

- разработка методов ОМП с применением теории ОС, а также концепции разреженности (применительно к наблюдаемости сети в части имеющихся измерений СВИ);
- разработка методов ОМП с применением СВИ в ненаблюдаемой сети с точки зрения наличия данных СВИ;
- разработка методов централизованного ОМП с использованием СВИ.

Предполагается, что методы централизованного определения места повреждения, в свою очередь, должны позволить определять точку короткого замыкания не только в рамках одной защищаемой ЛЭП, но и в целом в произвольной сети.

Другими словами, необходимо разработать методы, способные обнаружить точку КЗ в любой точке рассматриваемой сети, при условии наличия СВИ в данной сети (имеется ввиду ненаблюдаемая сеть). С одной стороны,

подобное решение в части централизованного ОМП несёт в себе новые затраты и трудности, а с другой стороны, с учётом тенденции на объединение функций релейной защиты (Цифровая подстанция), данное решение в части ОМП является очень актуальным.

### **1.3.3.3 Применение теории оценивания состояния и концепции разреженности в задаче определения места повреждения на основе синхронизированных векторных измерений**

Наиболее перспективными и практически интересными являются методы ОМП с применением теории ОС, а также с использованием концепции разреженности. Данные направления исследований выделены ввиду возможности применения упомянутых методов и подходов на практике.

Как известно, покрытие измерительными датчиками СВИ на сегодняшний день в сетях высокого напряжения (системообразующей сети) достаточно высокое, однако в сетях среднего и низкого напряжений (распределительная сеть) остаётся на низком уровне. В текущих условиях актуальна разработка методов ОМП, которые бы успешно выявляли точку короткого замыкания с учётом ограниченного количества измерений СВИ. Средством, позволяющим это сделать, является теория ОС, а также концепция разреженности, которая предполагает низкую плотность данных.

В литературе предложены методы локализации неисправности на основе оценивания состояния [81, 82].

В одном из предложенных методов [81] рассматриваемая электрическая сеть разделяется на секции – редуccionные секции. При этом, эти секции состоят как минимум из двух системных узлов и могут содержать следующие типы узлов:

- **Эталонный узел:** узел, значения напряжения и тока которого служат эталоном для оценки напряжения в следующем узле (узлах), принадлежащем (принадлежащим) той же редуccionной секции.

- Редукционный узел: узел, представляющий остальную часть системы, аккумулирующий весь поток мощности от узлов, расположенных за пределами данного редукционного узла.
- Конечный узел (узлы): представляет собой конец секции, где протекает только ток от нагрузки.

Пример редукционной секции приведён на рисунке 1.3.

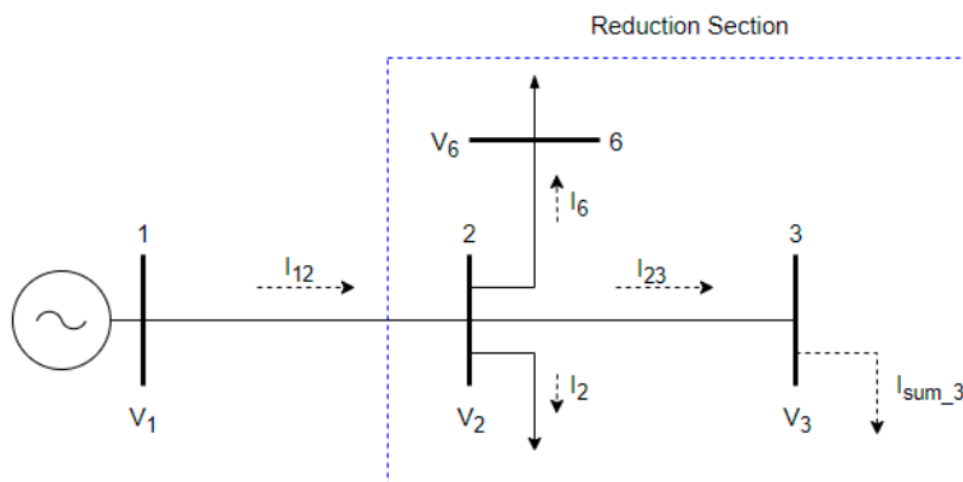


Рисунок 1.3 – Однолинейная схема редукционной секции

Во-первых, применяется метод суммирования токов, т.е. используется сумма токов ответвлений для определения потока мощности в системе. Метод состоит из двух проходов от конечных узлов к подстанции и от подстанции к конечным узлам, называемых обратным проходом и прямым проходом соответственно.

Оценка производится для каждой редукционной секции после расчёта токов, накопленных по всем ветвям системы.

После реализации обратного прохода реализуется процесс прямого прохода вместе с оцениванием состояния. На данном этапе вычисляются новые значения узловых напряжений, используя псевдоизмерения. Начиная с узла подстанции, рассчитываются напряжения в следующем узле, учитывая номинальное напряжения в узле подстанции и полный ток, накопленный на шаге обратного прохода. Расчёт напряжений производится по следующей формуле:

$$U_m^\alpha = U_l^\alpha - Z_{lm}^\alpha \cdot I_{lm}^\alpha, \quad (4)$$

где:

$l$  – индекс рассматриваемой секции;

$m$  – индекс рассматриваемого узла;

$\alpha$  – индекс, используемый для обозначения анализируемой фазы, поскольку предлагаемый алгоритм выполняет оценку для каждой фазы.

После обновления новых узловых напряжений токи каждой системной нагрузки пересчитываются. Процедура обратного и прямого проходов повторяется до тех пор, пока разность напряжений между двумя итерациями не станет меньше заданного допуска.

Результаты оценки для рассматриваемой редуционной секции используются как псевдоизмерения для оценки последующего участка, и процесс выполняется до тех пор, пока не будут оценены токи и напряжения всей сети.

Запуск алгоритма локализации неисправности, в свою очередь, реализован посредством получения данных от системы диспетчеризации, в частности, измерений тока и напряжения, когда происходит срабатывание релейной защиты.

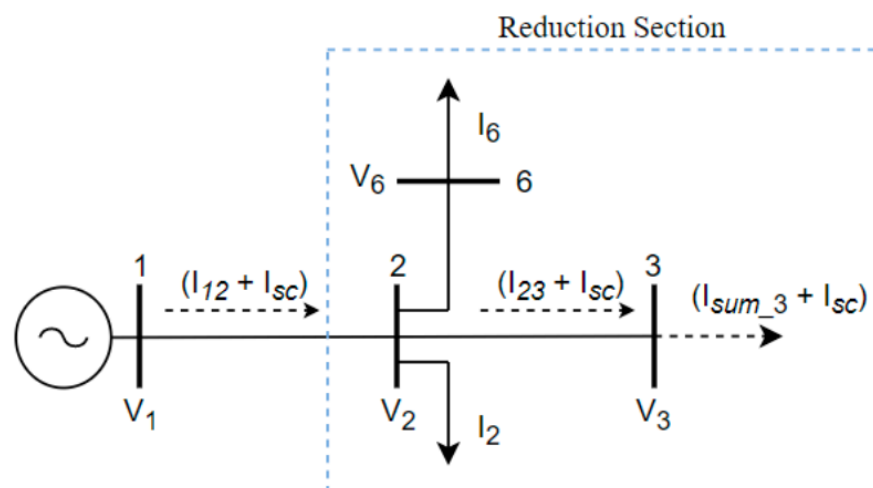


Рисунок 1.4 – Однолинейная схема редуционной секции в аварийном состоянии



При анализе условий неисправности средство оценивания состояния рассматривает процесс переоценки и использования редуцированных секций, как показано на рисунке 1.4. Процесс переоценки, в свою очередь, является итерационным, и реализован на основе метода прогонки системы. Из оцененных величин в процессе линейного оценивания состояния обновляются нагрузки, и итеративный процесс повторной оценки инициализируется до тех пор, пока разница между оцененными напряжениями в последовательных итерациях не превысит допуск.

Последовательно моделируются короткие замыкания в каждом узле системы, во всех случаях рассматривая ток короткого замыкания как разницу между токами короткого замыкания и токами до повреждения, полученными датчиком подстанции (фактические измерения).

Предполагается, что в профиле напряжения системы существует определенное условие для каждой ситуации отказа, возникающей в конкретном узле, а это означает, что датчики, установленные вдоль фидера, будут измерять разные значения напряжения, когда шина неисправна. Исходя из этого рассматриваются именно невязки по напряжению в сети.

Наиболее вероятным неисправным узлом будет тот, который имеет наименьшую ошибку  $\varepsilon$  между набором измеренных значений и набором оценочных значений.

Ошибка  $\varepsilon$  рассчитывается следующим образом

$$\varepsilon_i^\alpha = \sum_k \frac{|U_{measi}^\alpha - U_{esti}^\alpha|}{k}, \quad (5)$$

где:

$i$  – относится к индексу датчика, принадлежащего к набору  $k$  распределительных датчиков, без учета датчика, расположенного на подстанции;

$\alpha$  – индекс, используемый для обозначения анализируемой фазы, поскольку предлагаемый алгоритм выполняет оценку для каждой фазы.

Алгоритм поиска неисправности можно описать следующими этапами:

1. Получаются векторы напряжения и тока на подстанции (аварийные и предаварийные).
2. Моделируются сопротивления нагрузки на основе последнего отчета об оценке предаварийного состояния.
3. Выбирается системный узел и принимается за предполагаемый неисправный узел.
4. Выполняется процесс оценивания состояния и находится расчетный профиль напряжения.
5. Сравнивается предполагаемое и измеренное напряжения и рассчитывается ошибка по соответствующему уравнению.
6. Если еще есть узел для анализа, то алгоритм возвращается на этап 3, если нет, то алгоритм переходит на этап 7.
7. Определяется шина с наименьшей ошибкой  $\varepsilon_i$ .
8. Указывается место неисправности.

Предложенный метод ОМП на основе ОС является актуальным с практической точки зрения ввиду возможной применимости его на практике. Показано, что применение ОС в сочетании с делением сети на редуцированные узлы позволяет выявить место неисправности, даже при наличии малочисленных фактических измерений токов и напряжений в узлах сети. В условиях текущего покрытия СВИ в сетях среднего и низкого напряжений, данный метод представляет большую практическую ценность.

В [82] предложен еще один метод ОМП на основе ОС в наблюдаемой сети с точки зрения СВИ.

Рассматривается ситуация, когда неисправная линия не идентифицируется посредством получения данных о состоянии выключателей из системы SCADA ввиду сбоя обновления данных.

В данном случае предлагается использовать ОС перед запуском алгоритма ОМП для преодоления этой проблемы. Важно отметить, что для реализации предложенного метода необходимо обеспечение достаточной избыточности

схемы измерения для надежности оценивания состояния. После выполнения ОС обработка неверных данных посредством проверки нормированных невязок идентифицирует векторные измерения, связанные с линией, на которой произошло КЗ.

Как известно, двухсторонние методы ОМП требуют измерений тока и напряжений на обоих концах линии. В случае отсутствия измерений СВИ на одном из концов линии применение ОС может использоваться для компенсации отсутствия данных измерений. Однако использование ОС при расчёте тока КЗ (для компенсации отсутствия измерения) возможно только в том случае, если в узле нет подачи мощности без СВИ либо известна величина мощности в данном узле.

Расчёт тока КЗ в предлагаемом методе реализован на основе закона Кирхгофа.

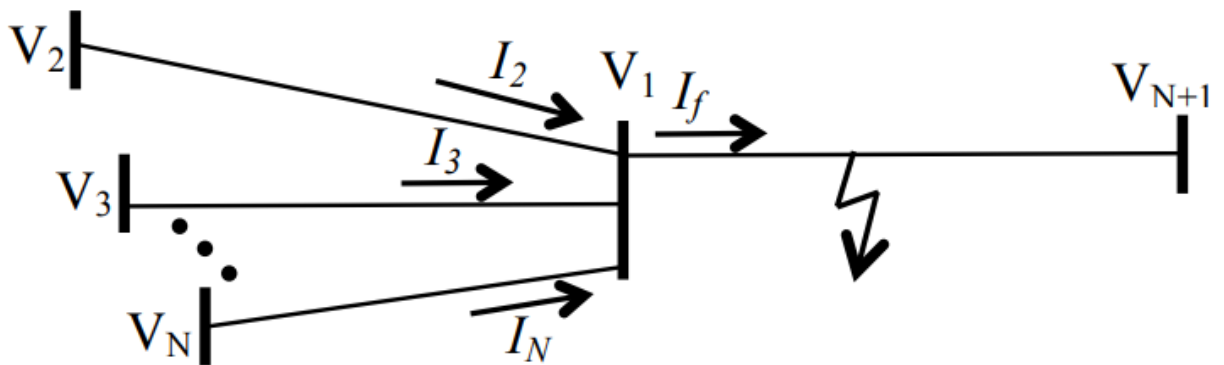


Рисунок 1.5 – Расчёт тока КЗ с использованием оценок состояния

При условии наличия измерений по отходящим узлам 2 – N (относительно узла 1) ток короткого замыкания рассчитывается по следующей формуле:

$$I_f = \sum_{k \in N} I_k \quad (6)$$

После возникновения КЗ модель системы, соответствующая неисправной линии, больше не будет правильной, ввиду чего ток КЗ нельзя рассчитывать, используя оценки напряжения по концам линии. В данном случае необходимо пользоваться вышеприведенной формулой.

На рисунке 1.6 представлен пример линии с КЗ.

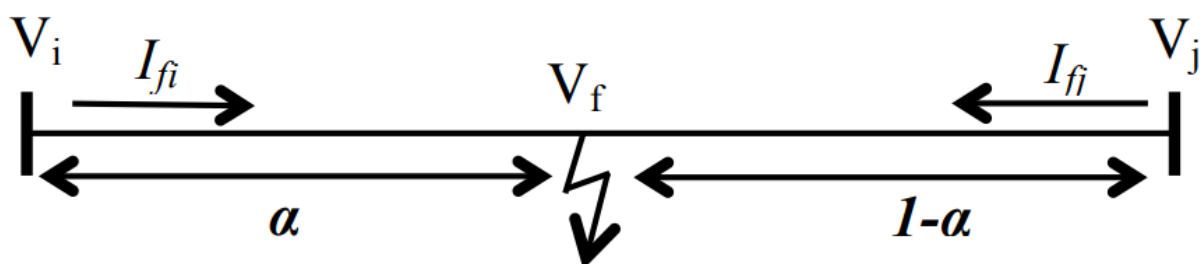


Рисунок 1.6 – Пример линии с КЗ

Для определения места повреждения (на примере рисунка 1.6), двухсторонний метод ОМП решает следующие уравнения:

$$I_{fi} = \frac{U_i - U_f}{\alpha \cdot Z} + \frac{U_i \cdot b_{ii}}{\alpha} \quad (7)$$

$$I_{fj} = \frac{U_j - U_f}{(1 - \alpha) \cdot Z} + \frac{U_j \cdot b_{jj}}{(1 - \alpha)} \quad (8)$$

где:

$U_i, U_j$  – векторы напряжений на шинах  $i$  и  $j$  соответственно;

$U_f$  – вектор напряжения в месте повреждения;

$I_{fi}, I_{fj}$  – токи КЗ, протекающие через шины  $i$  и  $j$  соответственно;

$Z$  – полное сопротивление линии;

$b_{ii}, b_{jj}$  – реактивные проводимости линии на шинах  $i$  и  $j$  соответственно;

$\alpha$  – отношение расстояния от КЗ до шины  $i$  к общей длине линии.

В данных СВИ присутствует ошибка, которая считается гауссовой. Также из-за переходного процесса при устранении неисправности расчётные векторы могут быть ошибочными. В данном методе для расчёта местоположения КЗ ( $\alpha$ ) используется оценщик WLS (Weighted Least Squares – метод взвешенных наименьших квадратов), чтобы минимизировать влияние ошибок измерения.

С учётом того, что для успешного устранения ошибок требуется избыточность измерений, в предлагаемом методе используются все измерения, а также оценки состояния, записанные с момента возникновения КЗ до момента

устранения неисправности. На рисунке 1.7 показано, что в данном методе для ОПИ может использоваться 2 измерения СВИ (с учётом времени размыкания контактов выключателя).

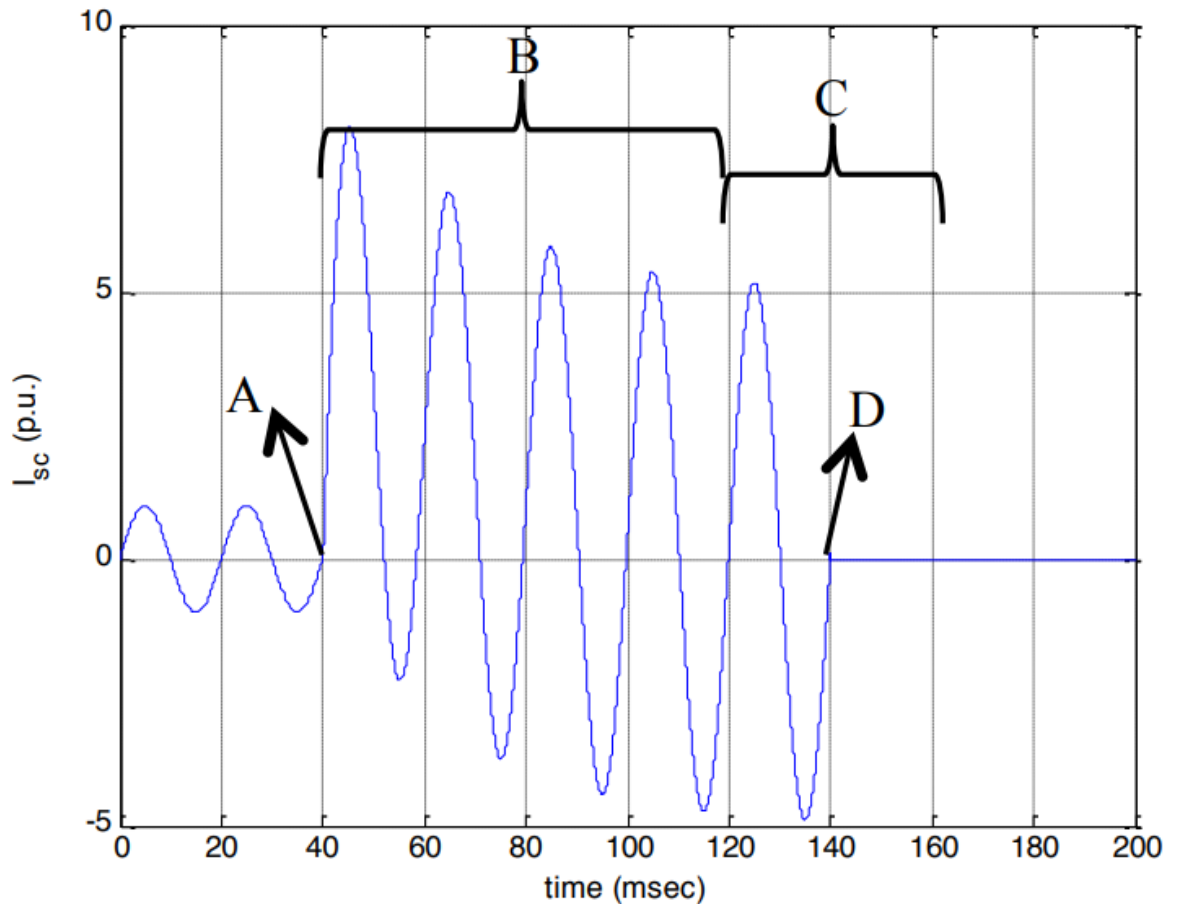


Рисунок 1.7 – Пример изменения тока КЗ во времени

На рисунке 1.7 «А» указывает время начала КЗ, а «В» показывает продолжительность времени, в течение которого можно использовать измерения СВИ, предполагая, что частота обновления СВИ составляет 30 раз в секунду. Таким образом, за время «В» будет получено 2 набора измерений векторов тока и напряжения. В свою очередь, данные, полученные в течение времени «С» не могут использоваться, т.к. часть из них сняты после размыкания контактов выключателя, что соответствует точке «D». С учётом вышесказанного, в предлагаемом методе для определения места повреждения используются данные, полученные в течение времени «В».

Оценщик WLS применяется для решения задачи нелинейной оценки, где (4) и (5) – отношения между вектором состояния и вектором наблюдения.

В предлагаемой постановке задачи вектор наблюдения состоит из измерений тока КЗ и, при необходимости, оценок, снятых в последовательные моменты времени. В последовательные моменты времени вектор наблюдения поврежденной линии может быть получен из СВИ.

Из-за нелинейности задача оценивания решается итеративно, начиная с начального условия. При оценке места повреждения начальное значение  $\alpha$ , представленное, как  $\alpha\theta$ , имеет большое значение, поскольку несоответствующие значения могут привести к невозможности решения. На основе исследований выявлено, что при выполнении одного из следующих условий задача оценивания может сходиться к недопустимому решению:

$$\alpha_0 \cong 1 - \alpha \quad (9)$$

$$\alpha_0 \cong \alpha \quad (10)$$

Другими словами, показано, что, если будет найдено неприемлемое решение, неисправность (КЗ) будет находиться на очень близком расстоянии к одному из концов линии.

Описанный выше метод ОМП с применением СВИ предполагает наблюдаемость сети с точки зрения СВИ. Однако показано, что в условиях отсутствия каких-либо СВИ, возможно применение ОС для компенсации недостающих измерений. Ввиду этого, данный метод является практически интересным.

С учётом рассмотренных выше методов ОМП на основе ОС, можно сделать вывод, что применение теории оценивания состояния в задаче ОМП является перспективным направлением исследований.

Еще одним практически важным направлением исследований в части ОМП с применением СВИ является применение концепции разреженности.

В литературе предложен метод идентификации сбоев с использованием разреженной оптимизации [56]. В данном методе рассматривается замена тока КЗ в точке неисправности парой виртуальных эквивалентных наложенных инъекций на прилегающих к неисправной линии шинах. Задача определения места повреждения решается решением задачи разреженной аппроксимации. Рассмотрим более подробно предлагаемый метод.

В установившемся режиме система описывается системой узловых уравнений для сети:

$$Y \cdot U = I \quad (11)$$

где:

$U$  – вектор напряжений в узлах сети;

$I$  – вектор токов в узлах сети;

$Y$  – матрица полной проводимости сети.

После возникновения КЗ в системе изменение векторов напряжения и тока будет по-прежнему удовлетворять узловым уравнениям. В данном режиме система УУН описывается формулой:

$$Y \cdot \Delta U = \Delta I \quad (12)$$

где:

$\Delta U$  – вектор напряжений в узлах сети;

$\Delta I$  – вектор токов в узлах сети.

Неисправная система может быть представлена заменой тока  $I_f$  в точке КЗ парой виртуальных эквивалентных наложенных инъекций на двух прилегающих шинах  $i$  и  $j$ . На рисунке 1.8 приведен пример.

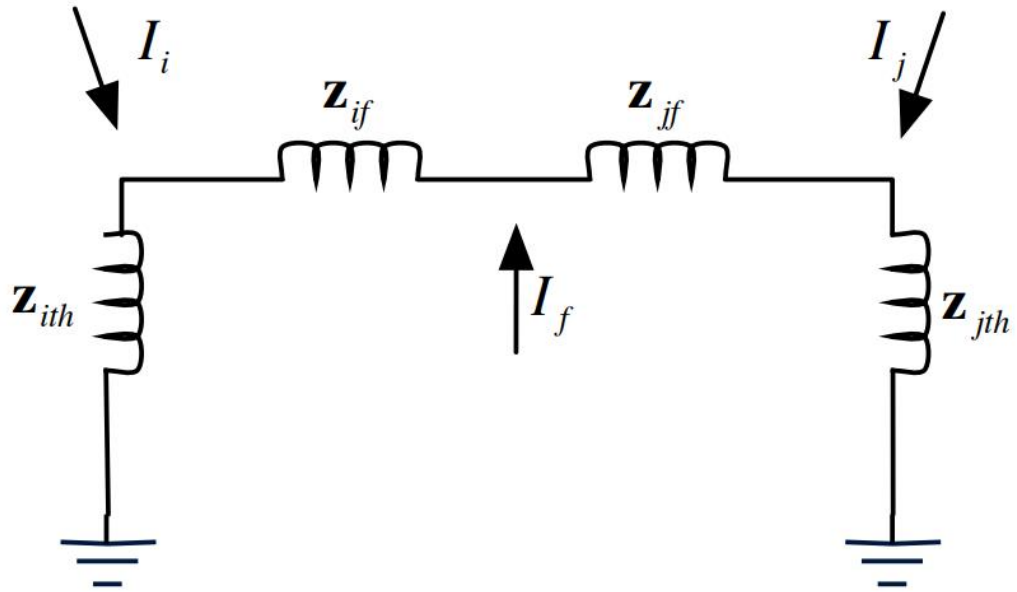


Рисунок 1.8 – Виртуальная пара инъекций, заменяющая ток КЗ в узле неисправности

На рисунке 1.8 приняты следующие обозначения:

$Z_{ith}$ ,  $Z_{jth}$  – эквивалентные сопротивления Тевенина для остальной части сети с каждой стороны за шинами  $i$  и  $j$  соответственно;

$Z_{if}$ ,  $Z_{jf}$  – сопротивления участков линии слева и справа от точки КЗ.

Теорема Тевенина – это теорема о том, что любой источник может быть эквивалентно заменён на последовательно соединённые идеальный источник напряжения и внутреннее сопротивление. Теорема Тевенина является двойственным утверждением к теореме Нортон об эквивалентной замене произвольной цепи на параллельно соединённые идеальный источник тока и внутреннее сопротивление.

В предлагаемом методе показано, что:

$$\Delta U = \left[ \begin{array}{c} \frac{Z_{ith} \cdot (Z_{jf} + Z_{jth})}{Z_{total}} \\ \frac{Z_{jth} \cdot (Z_{if} + Z_{ith})}{Z_{total}} \end{array} \right] \quad (13)$$

$$Z_{total} = Z_{if} + Z_{jf} + Z_{ith} + Z_{jth} \quad (14)$$



В свою очередь, пара виртуальных инъекций будет удовлетворять следующим условиям:

$$I_i + I_j = I_f \quad (15)$$

$$\frac{I_i}{I_j} = \frac{Z_{jf}}{Z_{if}} \quad (16)$$

Таким образом, задача локализации повреждения может быть преобразована в поиск неизвестной пары инъекций на концах неизвестной поврежденной линии.

Алгоритм Крона является приближенным алгоритмом решения распределительных минимаксных задач. Первый этап алгоритма заключается в случайном распределении множества заданий (в данном случае измерений) на множество приборов (в данном случае устройств СВИ), а второй этап уточняет полученное распределение. Применяя алгоритм Крона к узловым уравнениям разделенной сети, шины без измерений СВИ можно исключить. Следовательно, задача ОМП может быть сформулирована как решение недоопределённой системы уравнений, что в свою очередь, представляет собой задачу разреженной аппроксимации, в которой количество переменных превышает количество наблюдений, а разреженность решения (количество ненулевых элементов) ограничена. В предлагаемом методе применяется алгоритм LASSO (Least Absolute Shrinkage and Selection Operator – Оператор наименьшего сокращения и выбора). LASSO – это задача линейной регрессии, на которую налагается норма решения. В данном случае для решения LASSO применяется алгоритм LARS (Least Angle Regression and Shrinkage – метод наименьших углов). В данном методе LARS применяется для решения сокращенных узловых уравнений, а также применяется условие уникальности в качестве руководства для размещения измерений.

Таким образом, предлагаемый метод ОМП с использованием разреженной оптимизации является методом ОМП, основанным на разбросанных измерениях векторов в различных узлах сети. Применительно к задаче ОМП на СВИ данный метод позволит использовать ограниченное количество СВИ в сети, что также

является способом решения проблемы дефицитных измерений СВИ в задаче ОМП. На аналогичном принципе реализован метод ОМП на основе разреженных измерений СВИ, представленный в [79], а также представленный метод локализации повреждения с помощью WAMS и разреженной оценки в [80].

#### **1.4 Выводы по первой главе**

1. Все предложенные методы ОМП на базе СВИ требуют наблюдаемости контролируемого участка сети или контролируемой линии. Повышение точности методов на основе СВИ в сравнении со специализированными терминалами одностороннего ОМП получается за счет применения двусторонних измерений либо за счет подключения к измерительным кернам ТТ. В случае использования волновых ОМП на базе устройств СВИ, последние играют роль аппаратной платформы для синхронизации измерений.

2. Применение технологии синхронизированных векторных измерений для решения задачи ОМП позволяет повысить точность определения места повреждения, за счет улучшения наблюдаемости переходного процесса посредством обеспечения высокой частоты обновления данных и использования измерений с нескольких сторон защищаемого элемента.

3. На сегодняшний день, несмотря на значительное количество представленных работ по задаче определения места повреждения на базе синхронизированных векторных измерений, остаются нерешёнными вопросы определения места повреждения в ненаблюдаемой сети, а также вопрос разработки алгоритмов централизованного определения места повреждения на базе развёрнутой системы синхронизированных векторных измерений.

4. На практике не предложено реализаций защит дальнего резервирования с методологиями, позволяющими решить проблемы классического дальнего резервирования, а именно проблемы при согласовании ступеней дальнего резервирования посредством зон пусковых органов и выдержек времени.

## **ГЛАВА 2. СТРУКТУРА ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ ЗАЩИТЫ ДАЛЬНОГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ В ЧАСТИЧНО НАБЛЮДАЕМОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ**

На сегодняшний день, на практике возникают трудности с обеспечением селективности ступеней дальнего резервирования при применении классической методологии согласования, приводящие к увеличению времени срабатывания ступеней дальнего резервирования. Данные трудности обосновывают необходимость применения централизованной защиты на уровне отдельного района распределительной сети. КСВД является единым сервером, на котором собираются синхронизированные векторные измерения для системы мониторинга переходных режимов [12], а также реализуются непосредственно сами алгоритмы, обеспечивающие обнаружение поврежденной линии с последующей выдачей сигналов разрешения на срабатывание на локальные комплекты релейной защиты, защищающие поврежденную линию, с целью её отключения. Применение данных СВИ позволяет реализовать централизованную защиту на хорошо синхронизированных измерениях, имеющих высокую частоту дискретизации, что дает возможность наблюдать переходный процесс в защищаемой электрической сети [73].

### **2.1 Основные принципы централизованной защиты дальнего резервирования**

Централизованная защита дальнего резервирования нуждается в относительно быстродействующей централизованной системе измерений. Для обеспечения централизованной защиты сети измерениями тока и напряжения имеет смысл использовать существующую централизованную систему измерения параметров электроэнергетической сети. Периодичность в такой системе измерений должна быть много меньше существующих выдержек времени ступеней дальнего резервирования, составляющих не менее 1 секунды.

В России этому условию удовлетворяет только система мониторинга переходных режимов (СМНР) [12, 73, 13], собирающая синхронизированные

векторные измерения на централизованные серверы с периодичностью 1 раз в 20 мс, оговоренной в стандарте С37-118 [77, 78]. В рамках СМПР синхронизированные измерения векторов тока и напряжения, из разных точек сети передаются на единый сервер уровня района электроэнергетической сети. Эти измерения можно использовать для расчета текущего режима этой сети, т.к. вектора вычислены в единой системе координат с угловой погрешностью замера менее одного градуса [83].

Централизованная защита фиксирует скачкообразное изменение режима и определяет точку короткого замыкания по измерениям питающих линий распределительной сети, полученным от централизованной системы векторных измерений. На рисунке 2.1 приведена схема организации централизованной защиты дальнего резервирования.

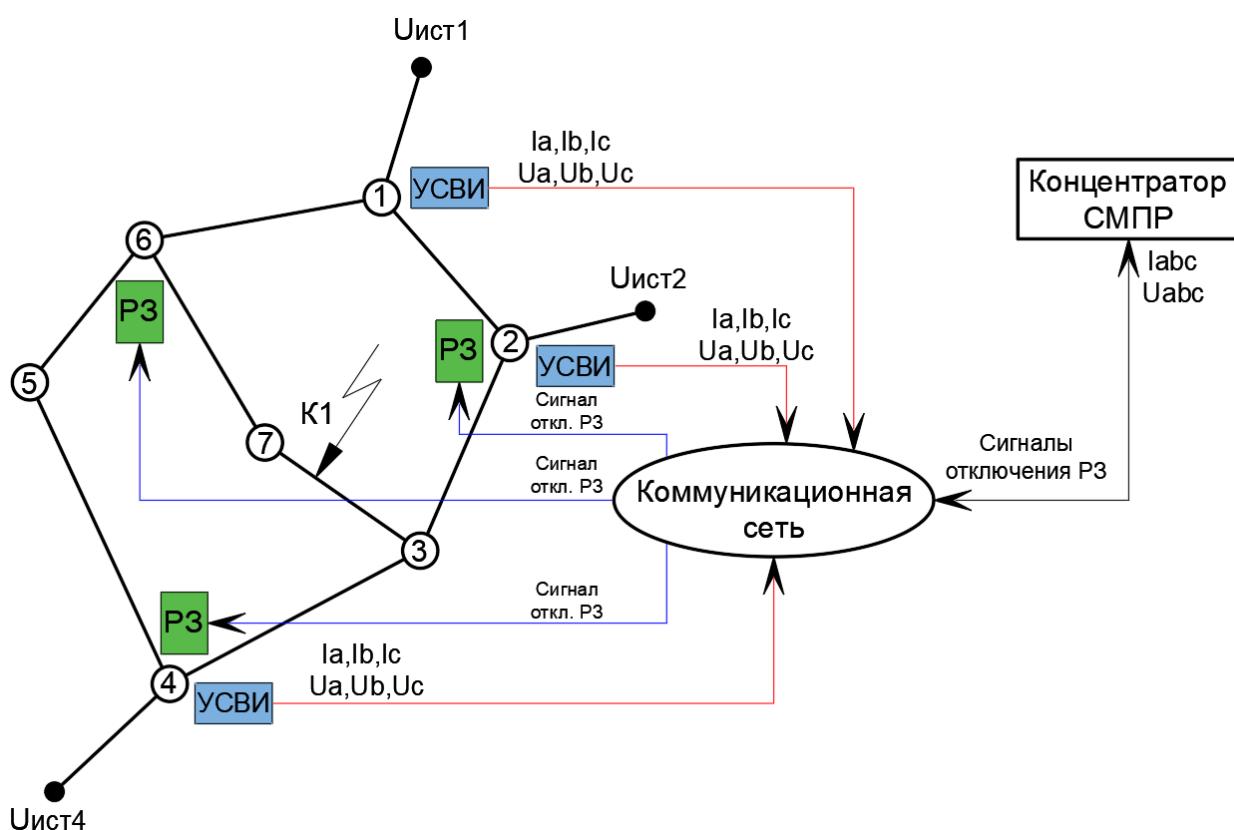


Рисунок 2.1 – Структура централизованной защиты дальнего резервирования, работающей на данных СМПР

При выявлении скачкообразного изменения режима по данным СМПР на центральном сервере защиты запускается алгоритм локализации точки КЗ.

Результатом работы алгоритма является список возможных мест КЗ. При этом алгоритм локализации точки КЗ должен выдавать результат только в случае КЗ; при скачкообразных изменениях режима, не связанных с КЗ, список возможных точек КЗ должен оказаться пустым, чтобы исключить ложное срабатывание централизованной защиты. Таким образом осуществляется фиксация возникновения короткого замыкания в сети, а также локализация поврежденной линии.

По списку возможных точек КЗ, полученному в результате работы алгоритма локализации точки КЗ, формируется список команд, разрешающих действие специальных ступеней дальнего резервирования, находящихся в составе локальных устройств релейной защиты, установленных на элементах контролируемой сети. Эти ступени настраиваются так, чтобы они чувствовали любое КЗ внутри второго пояса и срабатывали с выдержкой времени существующих ступеней дальнего резервирования. При этом селективность таких ступеней не проверяется. Их работа разрешается только при получении команды от функции централизованной защиты, расположенной на сервере СМНР. Таким образом, применение централизованной защиты, расположенной на сервере СМНР, обеспечивает селективность действия ступеней дальнего резервирования в контролируемой распределительной сети.

Для работы централизованной защиты дальнего резервирования необходимо предусмотреть возможность работы со штатной выдержкой времени, требующей наличие сигнала срабатывания от централизованного сервера, а также с увеличенной выдержкой времени, не требующей подтверждения от центрального сервера.

## **2.2 Критерии применимости централизованной защиты дальнего резервирования**

**Первым критерием применимости** централизованной защиты дальнего резервирования является наличие каналов связи между локальными устройствами релейной защиты и сервером СМНР.

В качестве каналов связи предполагается использовать существующие каналы связи провайдеров.

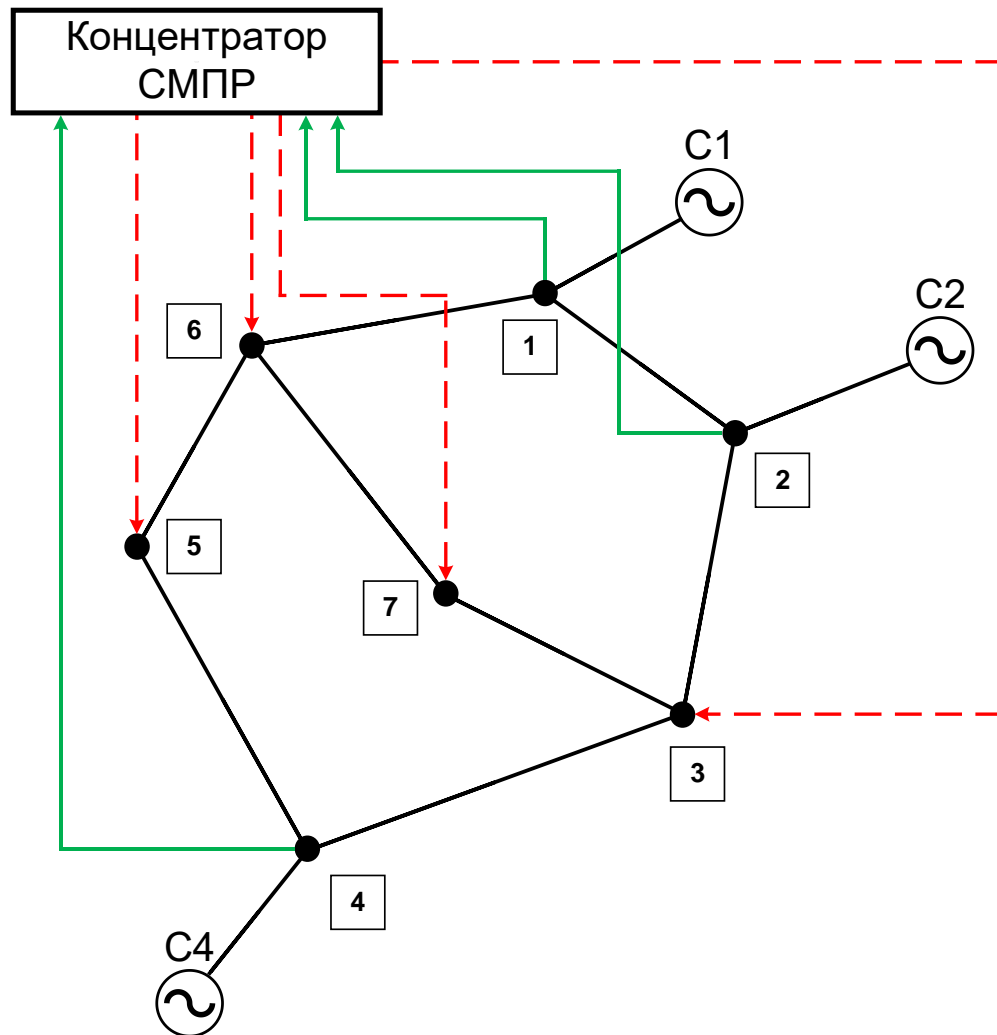


Рисунок 2.2 – Схема организации каналов связи на примере электрической сети

На рисунке 2.2 зеленым цветом выделены каналы связи, обеспечивающие передачу данных между подстанциями/станциями и сервером (концентратором) СМПР, на котором собираются данные от устройств СВИ в сети, а также выполняется работа алгоритма фиксации скачкообразного изменения режима и алгоритма локализация точки короткого замыкания. Красным цветом выделены каналы связи для передачи сигнала разрешения на срабатывание от сервера СМПР до локальных устройств РЗ на отключение выключателя.

Время работы централизованной защиты определяется задержкой выявления факта КЗ и временем доставки сигнала разрешения срабатывания на

объект распределительной сети. Задержка в выявлении замыкания будет равна сумме интервала обновления векторных данных (20 мс согласно [77, 78]) и времени доставки векторных данных на сервер СМПП. Максимальные значения последней известны по опыту эксплуатации системы СМПП и в большинстве случаев не превышают 100 мс, что достаточно не только для работы защит дальнего резервирования (выдержка времени которых редко бывает менее 1 секунды), но и соизмеримо с временем работы 2-х ступеней защиты линий, (которое даже в условиях отсутствия отпаек обычно составляет не менее 0.5 секунды [84]).

Предварительно вычисленная задержка срабатывания централизованной защиты может быть оценена до начала проектирования централизованной защиты на основе данных провайдера связи. Если предварительная оценка задержки срабатывания централизованной защиты меньше минимальной выдержки времени защит дальнего резервирования, значит ее применение обосновано.

**Вторым критерием применимости** централизованной защиты дальнего резервирования будет критерий обеспечения чувствительности к КЗ во всех точках контролируемой распределительной сети. Возникновение КЗ в любой точке контролируемой сети должно надежно фиксироваться по данным векторных измерений питающих линий (присутствующих в существующей СМПП). Такая проверка может быть произведена на этапе проектирования на основе схемы замещения контролируемой распределительной сети и списка ремонтных режимов этой сети. Если чувствительность не может быть обеспечена в части узлов, то можно предусмотреть установку дополнительных устройств СВИ уже внутри распределительной сети.

Для примера на рисунках 2.3 – 2.5 приведены примеры точек КЗ в узлах в конце второго пояса, а также линий, входящих в 1 и 2 пояс, для электрической сети, приведенной на рисунке 2.1.

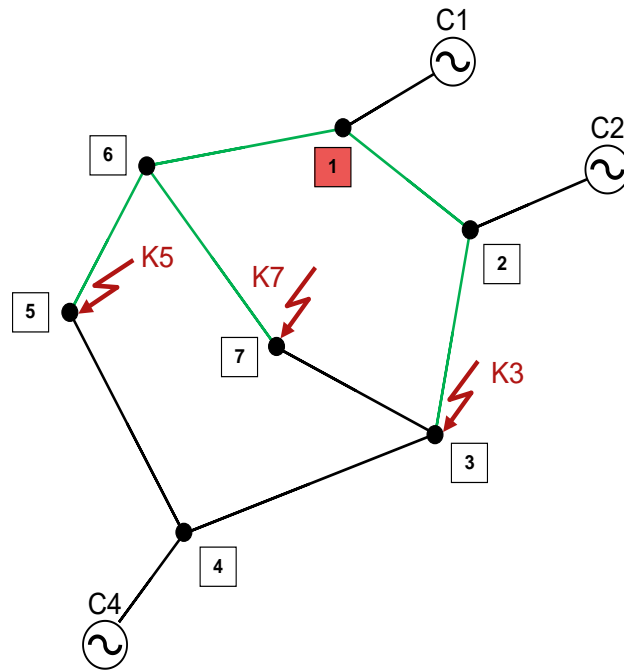


Рисунок 2.3 – Точки КЗ в узлах второго пояса для комплекта защит, установленного в узле 1

Как видно из рисунка 2.3, для комплекта защит, установленного в узле 1, линиями второго пояса являются линии 5 – 6, 6 – 7 и 2 – 3. Таким образом, чувствительность ступеней дальнего резервирования комплекта защит №1 должна проверяться при коротких замыканиях в узлах 2, 5, 6.

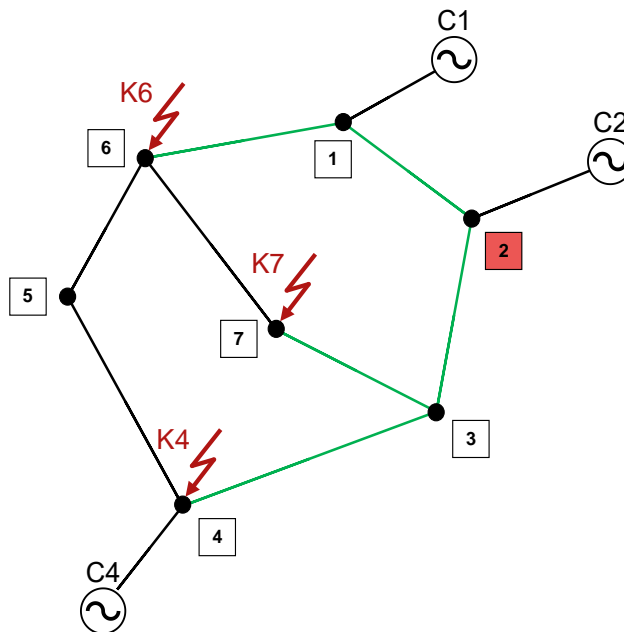


Рисунок 2.4 – Точки КЗ в узлах второго пояса для комплекта защит, установленного в узле 2



Как видно из рисунка 2.4, для комплекта защит, установленного в узле 1, линиями второго пояса являются линии 1 – 6, 3 – 7 и 3 – 4. Таким образом, чувствительность ступеней дальнего резервирования комплекта защит №1 должна проверяться при коротких замыканиях в узлах 4, 6, 7.

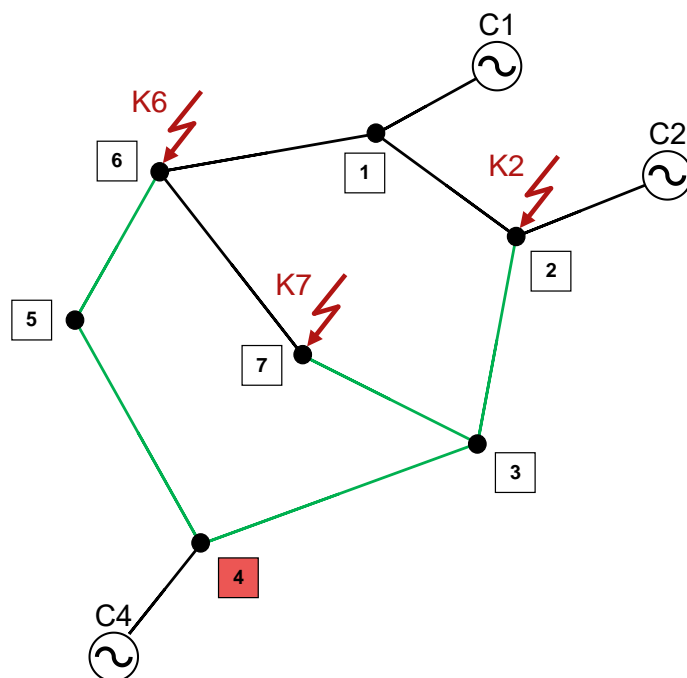


Рисунок 2.5 – Точки КЗ в узлах второго пояса для комплекта защит, установленного в узле 4

Как видно из рисунка 2.5, для комплекта защит, установленного в узле 1, линиями второго пояса являются линии 5 – 6, 3 – 7 и 2 – 3. Таким образом, чувствительность ступеней дальнего резервирования комплекта защит №1 должна проверяться при коротких замыканиях в узлах 2, 6, 7.

Видно, что при расположении источников питания в данной электрической сети в узлах 1, 2 и 4, вся электрическая сеть закрывается с точки зрения зон действия резервных защит и, соответственно, проверки чувствительности. Таким образом, для данной электрической сети нет необходимости в добавлении дополнительных устройств СВИ, которые бы обеспечивали дополнительные измерения токов и напряжений.

**Третьим критерием применимости** централизованной защиты будет критерий обеспечения селективности выявления поврежденного элемента.

Ограничения селективности действия централизованной защиты обусловлены удаленностью точки КЗ от точек измерений. При невозможности обеспечения селективности можно также предусмотреть установку дополнительных устройств СМПП внутри распределительной сети.

Применимость централизованной защиты в существенной мере зависит от эффективности работы алгоритма фиксации скачкообразного изменения режима и алгоритма локализации точки КЗ.

Селективность приведенной защиты будет зависеть от взаимного расположения питающих линий внутри сети. Не во всякой ненаблюдаемой сети можно локализовать КЗ по измерениям питающих линий. Для однозначной локализации точки замыкания необходимо, чтобы при переносе точки КЗ в соседний узел значительно менялся хотя бы один из токов питающих линий. Поэтому, алгоритм локализации не будет давать однозначного ответа при наличии только одной питающей линии или при подключении всех питающих линий в соседние узлы. Алгоритм будет однозначно выявлять точку КЗ, если точки подключения питающих линий максимально удалены друг от друга.

Предполагается, что для однозначной локализации точки короткого замыкания, должно выполняться правило: если точка КЗ удаляется от одного источника питания, то эта точка КЗ приближается к одному из других источников питания. Иными словами, в сети должно быть, как можно меньше точек, равноудаленных от всех источников питания.

Либо такие точки должны находится в разных частях сети, тогда разрешение на срабатывание получают защиты в двух точках сети, но сработают только те защиты, рядом с которыми действительно произошло КЗ.

**Четвертым критерием применимости** является возможность организовать выдачу сигнала разрешения на срабатывание с необходимыми выдержками времени непосредственно на локальные устройства релейной защиты.

Использование централизованной защиты дальнего резервирования по приведенному алгоритму имеет ряд **требований** и **ограничений**.

1. Сервер СМПП, на котором выполняется алгоритм централизованной защиты, должен получать измерения СВИ всех источников питания контролируемой распределительной сети. Помимо связей с системообразующей сетью это могут быть:

- узлы двигательной нагрузки внутри распределительной сети (такие как промышленные предприятия или электротранспорт);
- узлы распределенной генерации внутри распределительной сети (например, ветрогенераторы);
- узлы, измерения в которых позволяют существенно повысить наблюдаемость сети.

2. Сервер СМПП, на котором выполняется алгоритм централизованной защиты, должен иметь резервированный канал связи с каждой ПС распределительной сети. Для обеспечения надежной работы защиты можно использовать два (основной и резервный) арендованных канала разных телекоммуникационных провайдеров, при условии, что эти провайдеры не используют общего каналообразующего оборудования.

3. Для работы централизованной защиты дальнего резервирования в условиях применения электромеханических устройств РЗА необходимо устройство приема команд, разрешающее срабатывание защит, на каждой подстанции распределительной сети.

Кроме того, необходимо учитывать возможность потери связи во всем регионе, где расположена защищаемая электрическая сеть. В этом случае должна быть предусмотрена работа ступеней дальнего резервирования с увеличенными выдержками времени, не зависящими от наличия сигнала подтверждения срабатывания от централизованной защиты дальнего резервирования.

При наличии централизованной защиты дальнего резервирования можно отказаться от обеспечения селективности действия дальнего резервирования локальными защитами, ограничившись проверкой чувствительности. Тогда селективность дальнего резервирования будет обеспечена только при наличии

коммуникационной сети и централизованного сервера, на котором реализованы алгоритмы выявления точки короткого замыкания.

### 2.3 Организация передачи данных

Вопрос организации синхронного времени как в целом [85], так и для системы СМПР является очень важным фактором, без обеспечения которого невозможна работа представленной централизованной защиты дальнего резервирования, в виду того, что измерения СМПР с различных точек сети не будут с одного электрического режима.

В свою очередь, минимальное общее время работы централизованной защиты дальнего резервирования обусловлено временем доставки данных через коммуникационную сеть. Поэтому ограничивающим фактором применения такой защиты будут задержки в работе коммуникационной сети. При этом, данные задержки не нормируются. Поэтому надо передавать как данные СМПР, так и сигнал выдачи управляющего воздействия по двум независимым каналам связи ввиду того, что вероятность возникновения большой ненормированной задержки одновременно в обоих независимых каналах связи крайне мала. В расчетах можно ориентироваться на средние величины данных задержек.

В этом случае время работы централизованной защиты дальнего резервирования на данных СМПР можно оценить, как:

$$t_{\text{раб.ЦРЗ}} = t_{\text{СМПР}} + t_{\text{изм.р}} + t_{\text{ЛТКЗ}} + t_{\text{УВ}} \quad (17)$$

где:

$t_{\text{СМПР}}$  – время доставки данных от УСВИ до концентратора СМПР уровня РДУ;

$t_{\text{изм.р}}$  – время работы алгоритма фиксации скачкообразного изменения режима;

$t_{\text{ЛТКЗ}}$  – время работы алгоритма локализации точки КЗ;

$t_{\text{УВ}}$  – время доставки УВ с концентратора СМПР уровня РДУ до локальных устройств защиты.

Времена  $t_{\text{СМПР}}$  и  $t_{\text{УВ}}$  определяются существующей системой связи. Время  $t_{\text{изм.р}}$  с учетом отстройки от переходного процесса в электрической сети принимается равным трем периодам промышленной частоты (60 мс).

Временем, зависящим от объемов расчетов, связанных с локализацией точки короткого замыкания, является только время  $t_{\text{ЛТКЗ}}$ .

Таким образом, время работы централизованной защиты определяется задержкой выявления факта КЗ и временем доставки команды на подстанцию распределительной сети.

Время доставки данных от УСВИ до концентратора СМПР уровня РДУ составляет порядка 50 – 100 мс. В свою очередь, среднестатистическое время срабатывания резервных защит (последние ступени токовой направленной защиты нулевой последовательности и дистанционной защиты) составляет от 1,5 до 6 секунд. Исходя из этого следует, что полное время работы централизованной защиты дальнего резервирования на данных СМПР будет явно меньше существующих выдержек времени ступеней дальнего резервирования, при условии, что времена работы алгоритмов фиксации скачкообразного изменения режима и локализации точки КЗ будут соизмеримы с временами доставки данных.

Подстанции распределительной сети обычно не обеспечиваются каналами связи, принадлежащими сетевой компании. Поэтому для доставки команды на такие подстанции в основном будут использоваться каналы телекоммуникационных провайдеров. Максимальное время доставки команды на подстанцию распределительной сети в этом случае может быть оговорено при заключении договора с провайдером связи, обеспечивающим каналами связи данную подстанцию. На практике эта задержка будет примерно такой же, как и задержка доставки данных СМПР, т.к. СМПР обычно использует каналы тех же телекоммуникационных провайдеров.

## 2.4 Выводы по второй главе

1. Приведена структура централизованной защиты дальнего резервирования, локализующей точку короткого замыкания по измерениям питающих линий защищаемой сети и обеспечивающей отсчет выдержки времени на отключение на основании измерений локальных защит. Применение такой защиты позволит полностью отказаться от согласования локальных ступеней дальнего резервирования локальных устройств РЗА, при условии сохранения их чувствительности к короткому замыканию.

2. Предложенная структура централизованной защиты дальнего резервирования позволит отказаться от обеспечения отстройки защит от нагрузочных режимов, синхронных качаний и асинхронных ходов. Выявление точки короткого замыкания, как точки, в которую подключается шунт, позволяет различать режим замыкания с единственной точкой минимального напряжения от режимов, в которых выраженной точки минимального напряжения не существует.

3. Хотя в общем случае время срабатывания ступеней дальнего резервирования при использовании централизованной защиты дальнего резервирования не изменится, однако ее применение позволит снизить время работы резервных защит в тех случаях, когда локальные защиты дальнего резервирования разных линий согласуются между собой через выдержки времени.

### **ГЛАВА 3. МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРЕДЛАГАЕМОЙ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ ЗАЩИТЫ ДАЛЬНЕГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ**

В главе приведены описания метода фиксации скачкообразного изменения режима и метода локализации точки короткого замыкания в частично наблюдаемой электрической сети 110 – 220 кВ. Описаны ограничения и границы применимости данных методов. Показано, что для обеспечения максимально возможной чувствительности может быть применен метод выявления скачкообразного изменения режима. В предложенном методе фиксируется скачкообразное изменение режима по изменению векторной невязки между соседними векторными измерениями тока и напряжения. В свою очередь, после установления факта скачкообразного изменения режима, линия в электрической сети, на которой произошло короткое замыкание, может быть выявлена путем моделирования электрического режима этой сети. Описан алгоритм для решения этой задачи, способный по синхронизированным векторным измерениям токов и напряжения на источниках питания локализовать поврежденную линию.

#### **3.1 Метод фиксации скачкообразного изменения режима**

Для работы централизованной защиты дальнего резервирования, а именно для начала расчетов по локализации точки короткого замыкания в электрической сети, требуется некое событие, по факту которого на сервере КСВД будет выполняться запуск алгоритма локализации точки короткого замыкания. Таким событием может выступать скачкообразное изменение электрических параметров в электрической сети, которое будет наблюдаться как при коротких замыканиях, так и при коммутациях.

Одним из способов, позволяющих отличить КЗ ото всех остальных похожих режимов, является фиксация скорости снижения сопротивления (ФССС). Еще одним распространенным способом выявления КЗ как среди отечественных, так и среди зарубежных производителей, является фиксация векторных/модульных приращений симметричных составляющих токов [87].

Как известно, аналоговые и цифровые фильтры имеют инерцию вычисления, которая проявляется при скачкообразном изменении сигнала. В результате этого появляется необходимость исключить срабатывание защит, работающих без выдержки времени, в ходе вычислительного переходного процесса по ложным значениям вычисления при скачкообразном изменении режима [86]. Отстройка от них выполняется, как правило, путем добавления небольшой нерегулируемой выдержки времени, отсчитываемой от момента срабатывания пускового органа (ПО). При этом, величина добавляемой выдержки времени не всегда соотносится с длительностью переходного процесса в вычислительном тракте РЗ, особенно в цифровых вычислительных трактах (ВТ), выполненных с использованием рекурсивных фильтров с нелинейной фазочастотной характеристикой (ФЧХ) или в защитах на микроэлектронной и электромеханической базах, что может привести к подаче в защиту недостоверного замера и ее ложному срабатыванию.

Для обеспечения выявления факта короткого замыкания разработан метод выявления фиксации скачкообразного изменения режима, обеспечивающий максимально возможную чувствительность при выявлении КЗ.

**Областью применимости** данного метода являются одиночные короткие замыкания, т.е. фиксируется первое скачкообразное изменение электрических параметров.

Далее приводится метод выявления скачкообразного изменения контролируемого сигнала в начале электромагнитного переходного процесса по первой и второй производным векторного измерения аналогового сигнала.

Первая производная сигнала представляет собой разностный вектор текущего и предшествующего измерений, модуль которого приведен к модулю большего из этих измерений. Такая относительная величина не зависит от текущего уровня сигнала и может быть произведена фиксация скачкообразного изменения как в максимальном, так и в минимальном режимах.

Однако, такой параметр недостаточен для отстройки от быстрых электромеханических переходных процессов с большим размахом колебаний,



т.к. относительные изменения в таких режимах могут быть соизмеримы с аналогичными изменениями при некоторых скачкообразных изменениях режима с малой амплитудой, например, при удалённых коротких замыканиях. Вследствие этого необходимо использовать дополнительный параметр, более чувствительный к скачкообразному изменению сигнала. В качестве такого параметра можно использовать вторую производную векторного измерения по времени. Её величину можно вычислять как разность модулей текущего и предыдущего разностных векторов. Такая величина чрезвычайно чувствительна именно к скачкообразному изменению сигнала, при этом позволяет отстроиться от быстрых электромеханических переходных процессов с большим размахом колебаний.

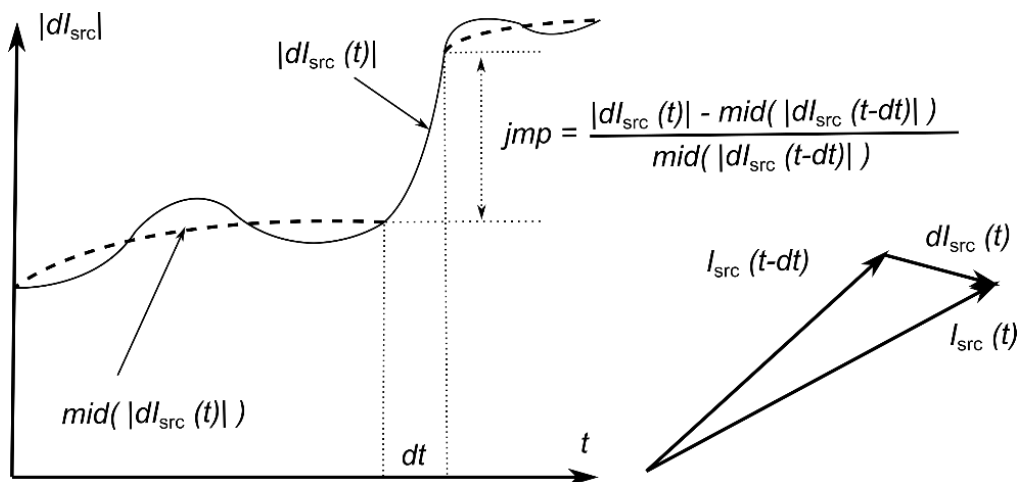


Рисунок 3.1 – Скачок векторной невязки в момент короткого замыкания

На рисунке 3.1 приведены пояснения работы алгоритма. Для практической реализации алгоритма фиксации скачкообразного изменения режима сначала вычисляется векторная разность замера тока или напряжения с предыдущим измерением этого сигнала. Полученная величина векторной невязки усредняется на интервале в три периода промышленной частоты с целью снижения зависимости работы алгоритма от флуктуаций в доаварийном режиме. Для каждого нового значения векторной невязки вычисляется изменение этой невязки по отношению к предшествующему усредненному значению. Для этого, сначала находится разность текущего и усредненного значения векторной

невязки. А затем полученная разность нормируется относительно усредненного значения. Полученное в результате значение характеризует относительное изменение сигнала за интервал времени между векторными замерами. Сигнал скачкообразного изменения режима фиксируется, если модуль нормированной величины изменения векторной невязки оказывается больше заранее указанного значения. Для исключения ложной работы, при низких уровнях сигнала алгоритм блокируется в случае плавного снижения сигнала ниже минимального предела измерения, а также при запуске алгоритма в условиях, когда входной сигнал ниже минимального предела измерения.

Таким образом, предлагаемый алгоритм фиксирует скачкообразное изменение режима по двум производным (по величине модуля векторной невязки соседних измерений и по разности модулей векторной невязки соседних измерений) вне зависимости от текущего уровня сигнала даже при наличии плавного изменения сигнала в доаварийном режиме. Главное преимущество такого алгоритма — возможность фиксировать скачкообразные изменения режима разной величины с одной и той же уставкой, что позволяет использовать его в любых функциях защиты с единственным условием проверки чувствительности к минимальному току короткого замыкания в конце защищаемой зоны.

### **3.1.1 Математическое обоснование разработанного метода**

Принцип работы описываемого метода основывается на классической теории математического анализа о непрерывности функции. Таким математическим аппаратом можно воспользоваться для определения возникновения электромагнитных процессов, протекающих в течение микросекунд, т.е. значительно меньше, чем интервал дискретизации сигнала цифровым устройством. К таким процессам относятся коммутация электрооборудования и возникновение дуги при коротком замыкании. Далее определим, что означает скачкообразное изменение сигнала.

Согласно [88, 89] разрыв первого рода типа «скачок» характерен для кусочно-заданных функций, и определяется по условию о том, что левый и правый предел функции в данной точке не равны, общего предела функции в точке  $a$  не существует:

$$\lim_{t \rightarrow a-0} f(t) \neq \lim_{t \rightarrow a+0} f(t) \quad (18)$$

На рисунке 3.2 изображен классический случай «скачка» тока в результате электромагнитного переходного процесса в энергосистеме. На рисунке изображены два графика: осциллограмма тока с учетом аperiodической составляющей (А) и осциллограмма тока с отфильтрованной аperiodической составляющей (Б).

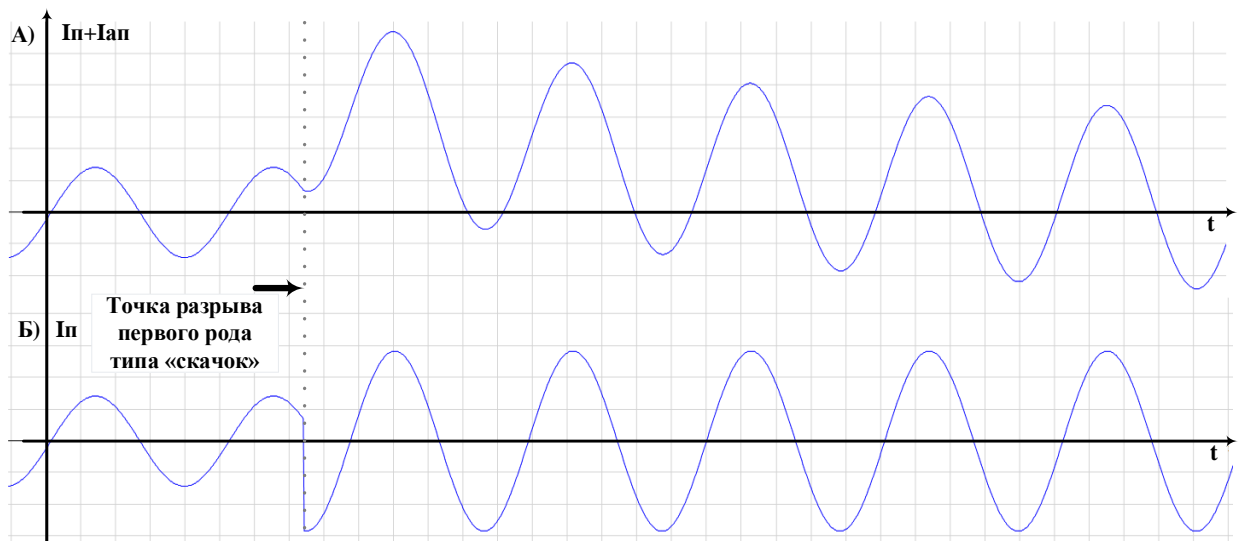


Рисунок 3.2 – Точка разрыва первого рода типа «скачок» при возникновении электромагнитного переходного процесса

На сегодняшний день возможности МП УРЗА позволяют отфильтровывать высшие гармоники и аperiodические составляющие из исходного сигнала практически полностью (рисунке 3.2.А) при вычислении векторного значения, характеризующего синусоидальный сигнал по амплитуде и фазе, используя различные способы круговой свёртки. Вычисленное таким образом векторное значение можно обратно преобразовать в форму синусоидальной функции

(рисунок 3.2.Б). Таким образом на рисунке 3.2.Б изображается классический пример точки разрыва первого порядка в результате скачкообразного изменения функции тока из  $I_{\text{нр}} = I_{m1} \cdot \sin(\omega \cdot t + \varphi_1)$  в  $I_{\text{кз}} = I_{m2} \cdot \sin(\omega \cdot t + \varphi_2)$ , т.е. при изменении его значения по амплитуде и/или по фазе.

Чтобы показать, как величина производной зависит от «плавности» скачка можно упомянуть функцию Хевисайда, являющуюся эталоном ступенчатого изменения:

$$H(t) = \begin{cases} 1, \wedge t > 0 \\ 0, \wedge t \leq 0 \end{cases} \quad (19)$$

Как изложено в [90] функция Хевисайда имеет точку разрыва первого рода типа «скачок». Если представить постоянный источник с идеальным ключом, то функция изменения напряжения  $E(t)$  в такой схеме  $E(t) = E_0 \cdot H(t)$ . Предел в точке разрыва не существует, но на практике процесс коммутации не такой идеализированный. Для возникновения коммутации должно пройти время на изменение диэлектрических свойств среды. На рисунке 3.3 представлен график идеального «скачка» и реального.

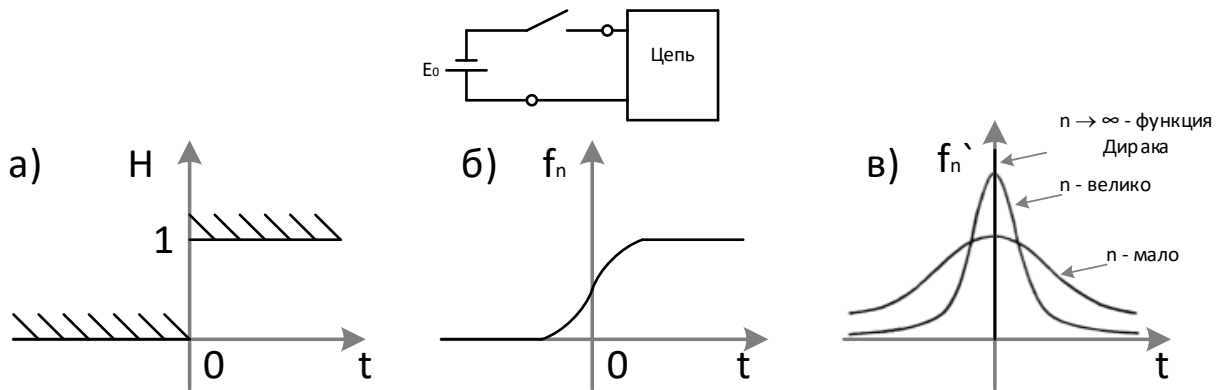


Рисунок 3.3 – Функция Хевисайда: а) идеализированный вариант б) ступенчатое изменение функции в реальном процессе в электрической системе в) производная аппроксимирующей функции  $f_n(t)$

Аппроксимировать функцию Хевисайда  $H(t)$  можно с помощью гауссовой функции ошибок (рисунок 3.3б):

$$f_n(t) = \sqrt{\frac{n}{\pi}} \int_{-\infty}^{+\infty} e^{-nt^2} dt = 1 \text{ при всех } n \quad (20)$$

Чем больше  $n$ , тем ближе функция  $f_n(t)$  к функции Хевисайда  $H(t)$  и тем больше производная  $f'_n(t)$  в точке 0 (рисунок 3.3в). В таком случае изменение напряжения на зажимах будет описываться формулой  $E(t) = E_0 f_n(t)$ . Производная функции Хевисайда – это дельта-функция Дирака.

В результате использования на устройстве дифференцирования в численном виде и анализу не мгновенно изменяющихся функций, но близких к таким, использование первой производной для поиска точки разрыва имеет ограничения. Поэтому, чтобы повысить надежность защиты и отстроиться от возникновения векторного приращения при АХ и СК используется вторая производная.

### 3.1.2 Принцип действия

Принцип действия алгоритма основан на контроле величины векторного приращения (далее ВВП) сигнала с учетом изменения его частоты. Для удобства выбора уставок значение ВВП считается в относительных единицах в приведении к модулю максимального вектора, выбираемого между вектором предаварийного и аварийного режима. Однако, как писалось ранее, использование ВВП не позволяет полноценно отстроиться от АХ и СК в широком диапазоне частот скольжения. По этой причине, описываемый алгоритм оперирует величиной относительного изменения ВВП (рисунок 3.4).

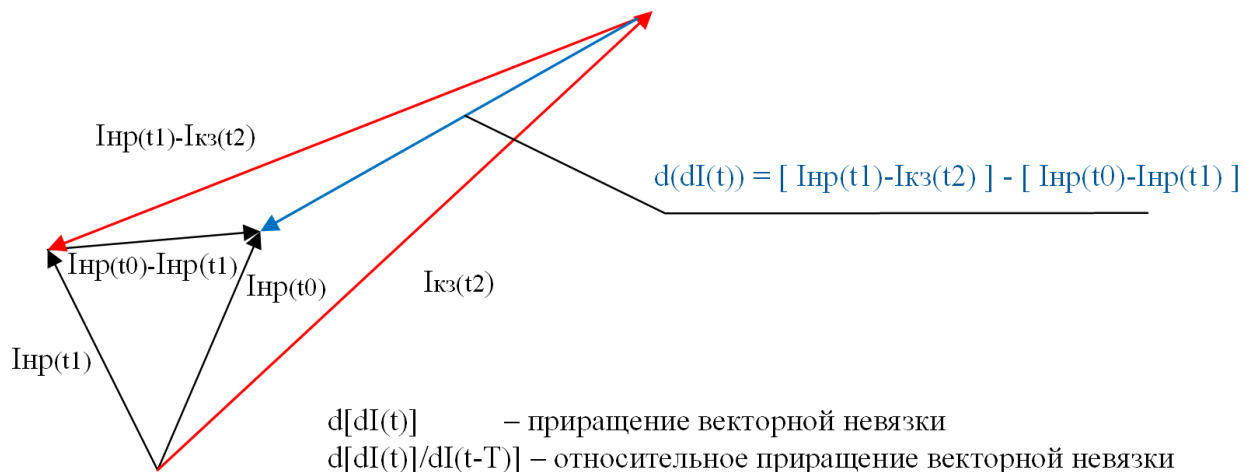


Рисунок 3.4 – Принцип выявления скачкообразного изменения режима

Все величины в устройстве рассчитываются потактово. Схема алгоритма для входного сигнала изображена на рисунке 3.5. Схема алгоритма для трехфазного входного сигнала изображена на рисунке 3.6.

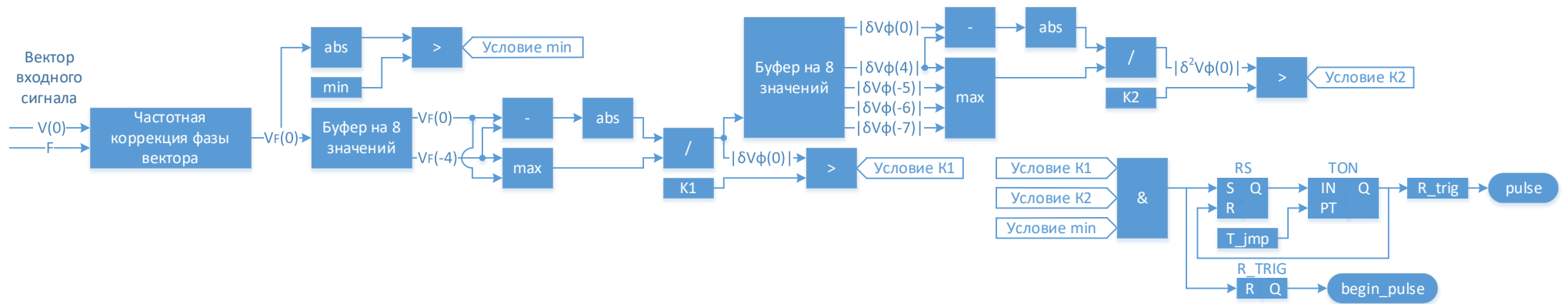


Рисунок 3.5 – Схема алгоритма фиксации скачкообразного изменения режима для входного сигнала

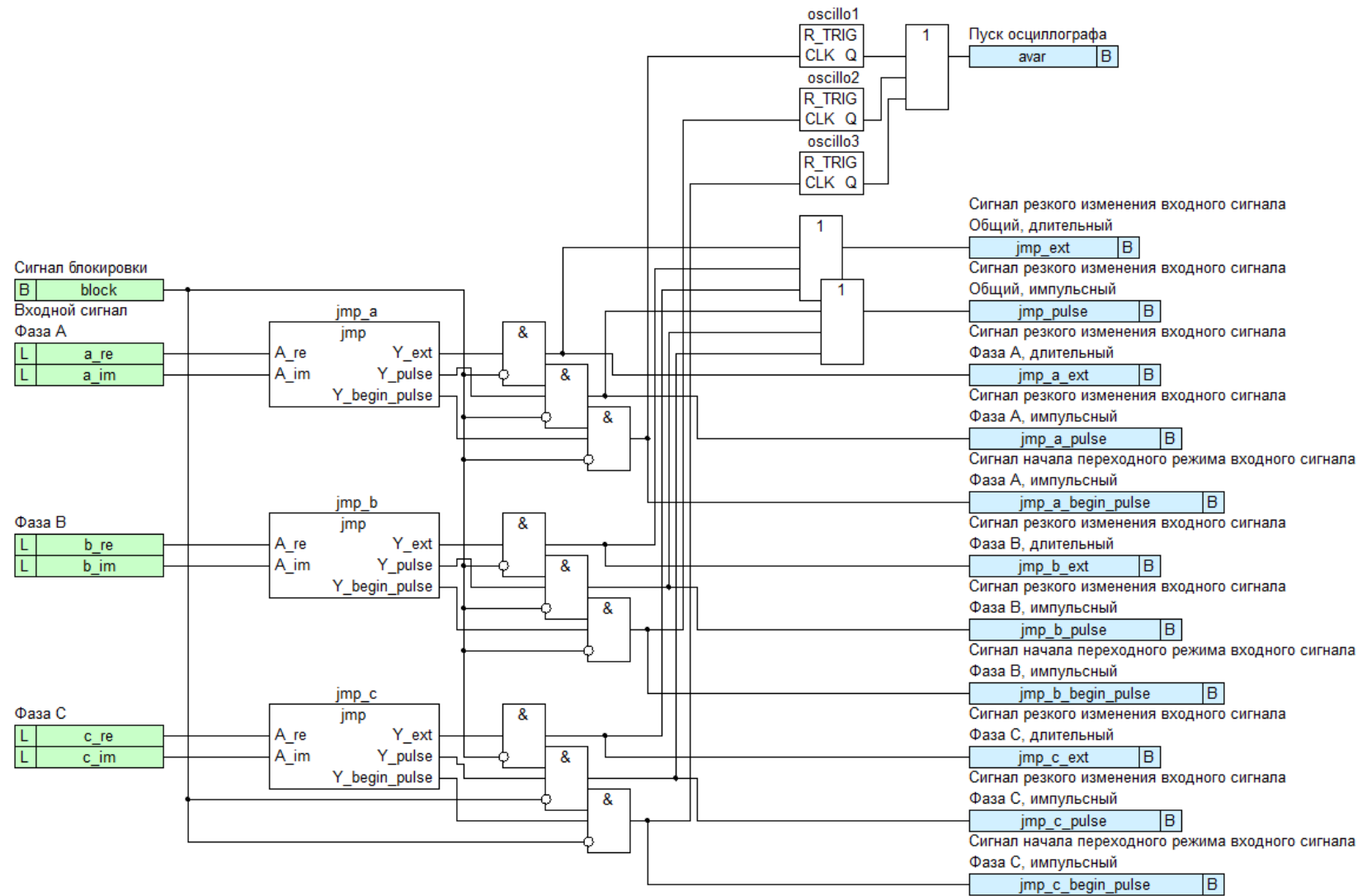


Рисунок 3.6 – Схема алгоритма фиксации скачкообразного изменения режима для трехфазного входного сигнала



На каждом такте значения буферизуются в памяти устройства. На выходе алгоритм осуществляет выдачу сигнала о скачкообразном изменении заданного режимного параметра, в качестве которого удобно использовать вектор тока.

Алгоритм использует результаты вычислений следующих значений:

$|\delta V_{\Phi}(n)|$  – модуль относительного приращения комплексного режимного параметра за период основной частоты, [A].

$$|\delta V_{\Phi}[n \cdot \Delta T_v]| = \frac{\left| \left[ \dot{V}[n \cdot \Delta T_v] - \dot{V}[(n - N) \cdot \Delta T_v] \right] \cdot e^{-j \cdot 2 \cdot \pi \cdot \Delta f \cdot \Delta T_v} \right|}{\max \left\{ \left| \dot{V}[n \cdot \Delta T_v] e^{-j \cdot 2 \cdot \pi \cdot \Delta f \cdot \Delta T_v} \right|, \left| \dot{V}[(n - N) \cdot \Delta T_v] e^{-j \cdot 2 \cdot \pi \cdot \Delta f \cdot \Delta T_v} \right| \right\}} \quad (21)$$

где:

$V[n \cdot \Delta T]$  – расчетный вектор на текущем такте работы МП УРЗА, [A];

$V[(n - k) \cdot \Delta T_v]$  – расчетный вектор на предыдущем такте работы МП УРЗА, [A];

$\Delta T_v$  – период расчета вектора в МП УРЗА, длительность такта МП УРЗА, [мс];

$\Delta f$  – отклонение частоты от номинальной, [Гц];

$N$  – количество тактов, прошедшее от момента времени  $n \setminus \Delta T_v$ ;

$|\delta^2 V_{\Phi}(n)|$  – относительное изменение модуля абсолютного приращения комплексного режимного параметра за период основной частоты, [A].

$$|\delta^2 V_{\Phi}[n \cdot \Delta T_v]| = \frac{\left| |\delta V_{\Phi}[n \cdot \Delta T_v]| - |\delta V_{\Phi}[(n - N) \cdot \Delta T_v]| \right|}{\left| \max \left\{ \begin{array}{l} |\delta V_{\Phi}[(n - N - 0) \cdot \Delta T_v]|; \\ |\delta V_{\Phi}[(n - N - 1) \cdot \Delta T_v]|; \\ |\delta V_{\Phi}[(n - N - 2) \cdot \Delta T_v]|; \\ |\delta V_{\Phi}[(n - N - 3) \cdot \Delta T_v]| \end{array} \right\} \right|} \quad (22)$$

При полном отсутствии полупроводниковых, электромагнитных и прочих шумов, а также погрешности вычислительного тракта МПУ РЗ, значение  $|\delta^2 \dot{V}_{\Phi}[n \cdot \Delta T_v]|$  в установившемся режиме работы вычислительного тракта МПУ РЗ будет равно нулю, а при изменении вектора оно будет стремиться к бесконечности.

На основании вышесказанных вычислений в алгоритме предусмотрены и проверяются следующие критерии быстро протекающего переходного режима.

Основные критерии K1 и K2 выполняются в относительных единицах для универсальности их использования:

**Критерий 1.** Основное необходимое условие переходного режима:

$$|\delta V_{\Phi}[n \cdot \Delta T]| > K1$$

**Критерий 2.** Детекция скачкообразного изменения режимного параметра:

$$|\delta^2 V_{\Phi}[n \cdot \Delta T_v]| > K2$$

**Критерий 3.** Блокировка по малому значению модуля комплексного тока.

Такая уставка необходима для отстройки от сверхмалых значений токов, ниже значений погрешности устройства. Снижение модуля комплексного режимного параметра ниже значения  $\min$ :

$$|V_{\Phi}(n)| < \min,$$

где:

$\min$  – минимальное значение модуля комплексного режимного параметра, вычисляемое устройством, [A] свидетельствует о том, что входной сигнал комплексного режимного параметра недостаточно велик по модулю для возможности корректной оценки параметров.

При выполнении всех критериев срабатывания считается, что имеет место скачкообразный переходный процесс, после которого для соответствующей фазы формируется сигнал фиксации начала скачкообразного изменения режима (`begin_pulse`), а по прошествии времени  $T_{jmr}$ , которое определяется временем инерции вычислительного тракта, формируется сигнал окончания переходного режима в вычислительном тракте режима (`pulse`).

Предполагается, что при правильном выборе уставок поведение критериев в различных режимах оказывается следующим:

- в нормальном режиме на всех фазах гарантированно не выполняется критерий срабатывания 1, алгоритм не срабатывает;
- в режиме асинхронного хода на всех фазах гарантированно не выполняется критерий 2, алгоритм не срабатывает;

- в режиме малых токов (когда по присоединению ток не протекает) на всех фазах гарантированно выполняется критерий блокировки 3, алгоритм не срабатывает;
- в ситуации перехода из нормального режима в режим КЗ для поврежденной фазы выполняются все критерии, что сигнализирует о наличии быстро протекающего переходного процесса, а при переходе из режима КЗ в нормальный режим для поврежденной фазы сигнал повторяется снова.

### 3.1.3 Исследование характеристик разработанного метода

Основными критериями применимости метода фиксации скачкообразного изменения режима являются:

- чувствительность к коротким замыканиям во втором поясе;
- фиксируемые АХ должны быть такими, чтобы не вызывать срабатывание алгоритма фиксации скачкообразного изменения режима.

Далее на осциллограммах приводится результат моделирования асинхронного хода и качаний с частотой 5 Гц (рисунки 3.7 и 3.8 соответственно). На осциллограммах приводятся мгновенные значения по трем фазам тока и напряжения, а также критерии  $K1 \ |\delta V_{\Phi}[n \cdot \Delta T]|$  и  $K2 \ |\delta^2 V_{\Phi}[n \cdot \Delta T_v]|$ . Из приведенных осциллограмм видно, что для отстройки от режимов качания и асинхронного хода недостаточно оценки по относительному приращению вектора  $|\delta V_{\Phi}[n \cdot \Delta T]|$ , потому что при колебаниях с большим размахом это значение может достигать 5 о.е., в то время как относительное изменение модуля абсолютного приращения  $|\delta^2 V_{\Phi}[n \cdot \Delta T_v]|$  практически отсутствует, что позволяет гарантированно отстроиться от режимов электромеханических колебаний.

На осциллограмме (рисунок 3.9) изображен результат работы алгоритма, благодаря использованию которого появляется возможность отстроиться от промежуточных векторных значений вычислительного тракта по каждой фазе отдельно с постоянным временем работы. На осциллограмме видно, что в

МОМЕНТ ВОЗНИКНОВЕНИЯ «СКАЧКА» МГНОВЕННЫХ ЗНАЧЕНИЙ ТОКА ПОЯВЛЯЕТСЯ СИГНАЛ алгоритма (begin\_pulse), после которого отсчитывается выдержка времени  $T_{jnp}$ . После появления сигнала pulse разрешается работа всех защит с использованием фазы сигнала.

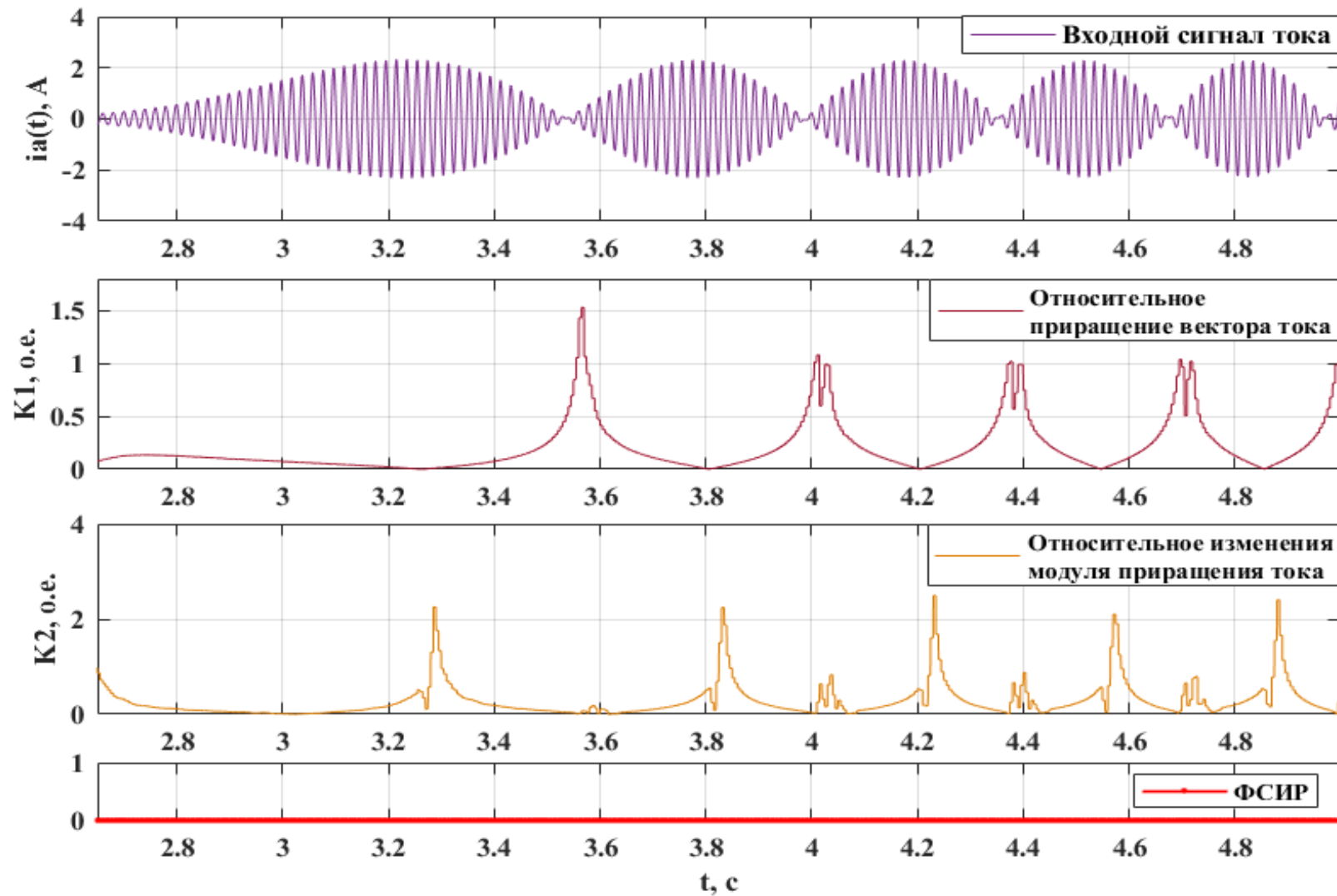


Рисунок 3.7 – Режим асинхронного хода с частотой 5 Гц

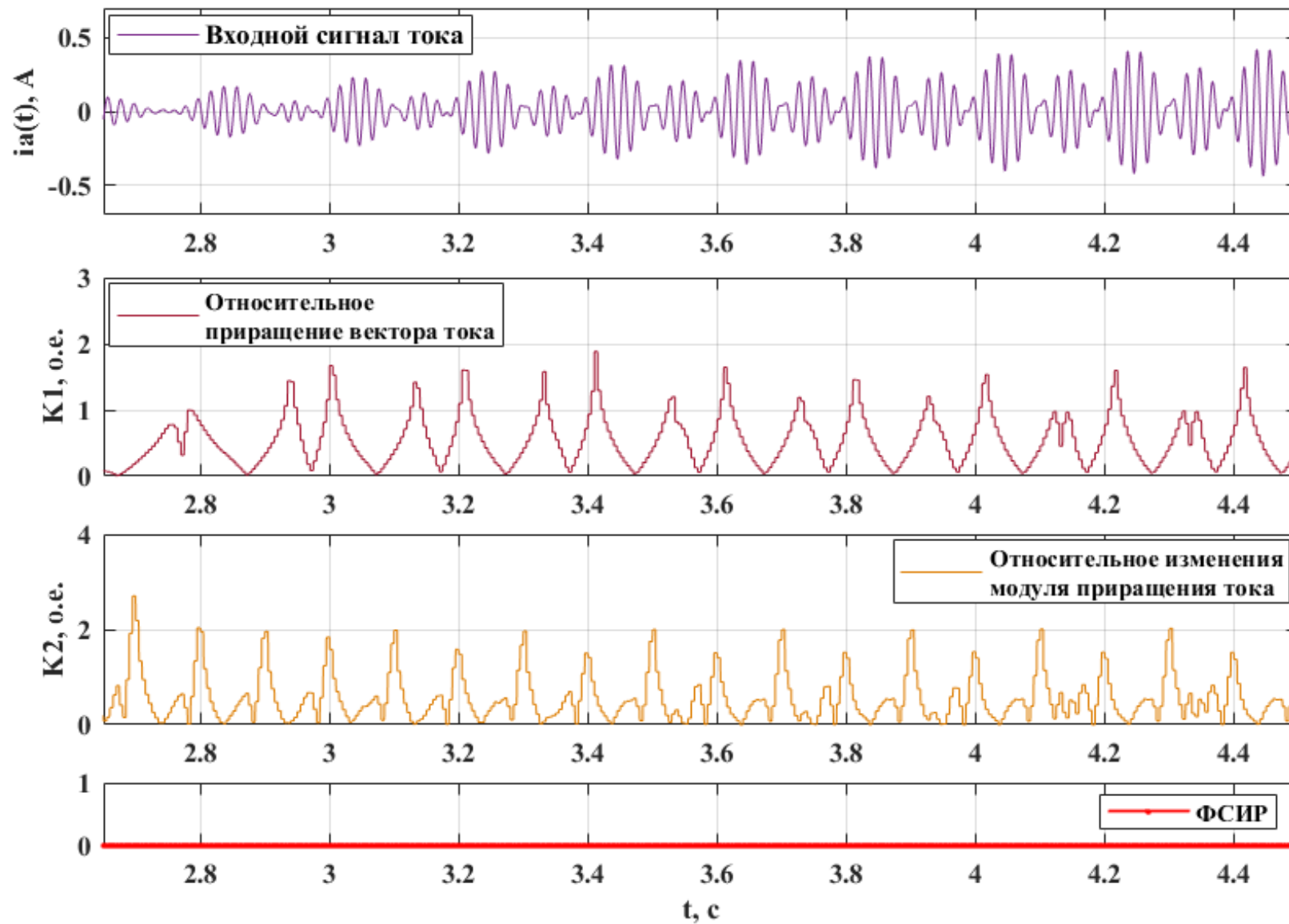


Рисунок 3.8 – Режим качаний с амплитудой 45 градусов и частотой 5 Гц

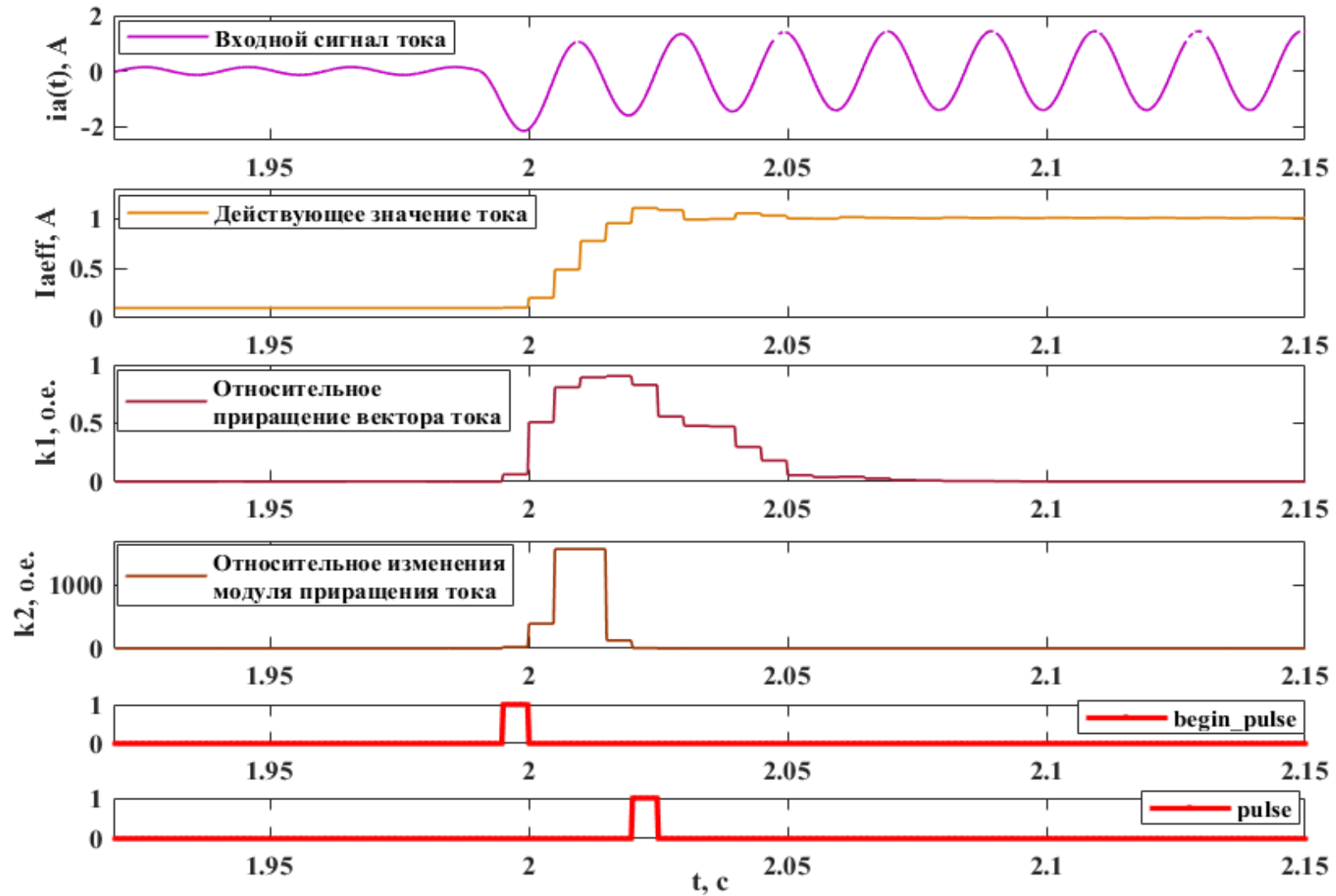


Рисунок 3.9 – Осциллограмма сигнала при КЗ с аperiodической составляющей при постоянной времени затухания 15 мс.

Разработанный метод позволяет улучшить свойства функций защит и автоматики без необходимости громоздкого расчета с поиском всех возможных электромеханических переходных процессов вблизи защищаемого объекта.

Используя данный инструмент и известную величину инерции вычислительного тракта, можно наиболее быстро и точно определить момент времени, когда фаза и модуль расчетного вектора будут соответствовать действительности. Кроме того, это позволяет селективно определять поврежденную фазу и разделить режимы работы энергосистемы на две категории: медленно протекающие переходные процессы и режимы со скачкообразным изменением параметров (токов и напряжений).

В случае применения данного метода в задаче фиксации скачкообразного изменения режима по данным СМПП, в алгоритме будут определенные изменения, приведенные ниже.

1. В случае, когда алгоритм получает на вход уже рассчитанные векторы, отсутствует необходимость отстройки в алгоритме от задержек в вычислительном тракте устройства релейной защиты, обусловленных цифровой обработкой сигналов. Чтобы алгоритм работал гарантированно по векторам из нормального режима и режима короткого замыкания, необходимо использовать векторы, формируемые устройствами СВИ с разницей во времени в 3 периода промышленной частоты. Таким образом удастся отстроиться от возможной работы алгоритма по некорректным векторам тока и напряжения, получение которых возможно в первый момент времени при возникновении КЗ, а также при длительном затухании аperiodической составляющей в сети.

Поясняющие схемы приведены на рисунках 3.10 – 3.13. Как видно из рисунков, относительно момента времени  $t_0$  значения векторов из нормального и аварийного режимов будут иметься в буфере значений в момент времени  $t_2$ . Таким образом, время достоверной работы алгоритма составляет 3 периода промышленной частоты.



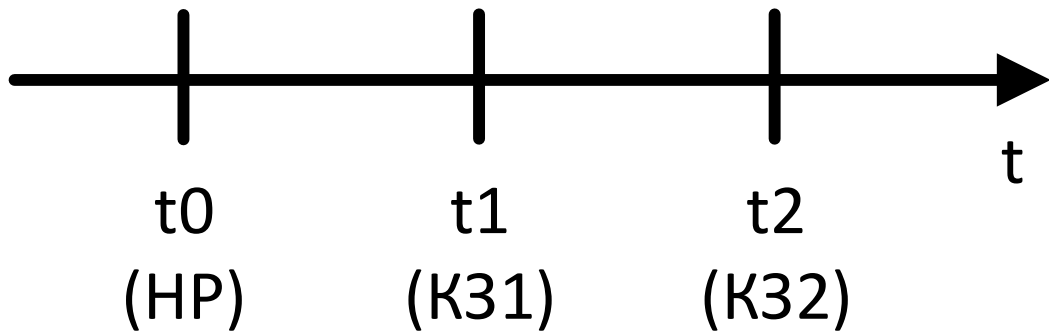


Рисунок 3.10 – Распределение режимов работы сети во времени

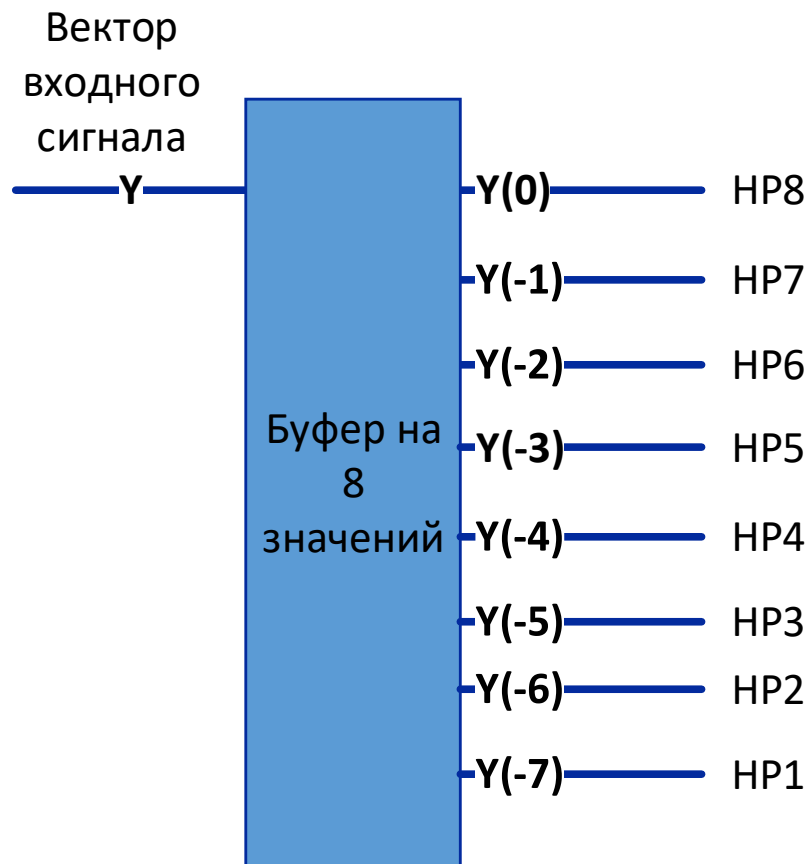


Рисунок 3.11 – Состояние буфера на 8 значений в момент времени  $t_0$



Рисунок 3.12 – Состояние буфера на 8 значений в момент времени  $t_1$



Рисунок 3.13 – Состояние буфера на 8 значений в момент времени  $t_2$

2. Отсутствует возможность выбора шага работы алгоритма. Данная особенность обусловлена тем, что шаг работы алгоритма всегда будет определяться периодичностью обновления данных СМПП, которая составляет 1 раз за период промышленной частоты.

3. Отсутствует необходимость выполнения в алгоритме коррекции по частоте, которая необходима при расчете векторов тока и напряжения и работе с мгновенными значениями. Устройства СВИ рассчитывают векторы тока и напряжения относительно опорной синусоиды частотой 50 Гц, учитывая отклонение частоты измерения. Таким образом, дополнительной коррекции по частоте в самом алгоритме не требуется.

### **3.2 Метод локализации точки короткого замыкания в электрической сети**

Как было сказано выше, после установления факта скачкообразного изменения параметров электрического режима, точка короткого замыкания в электрической сети может быть выявлена путем моделирования электрического режима этой сети. Чтобы исключить влияние электромагнитного переходного процесса, для выявления точки замыкания следует использовать измерение, следующее после того, по которому было выявлено скачкообразное изменение режима.

Для решения задачи поиска точки короткого замыкания был разработан метод локализации точки короткого замыкания в электрической сети.

**Областью применимости** данного метода являются распределительные электрические сети с ограниченным количеством точек измерения.

Работа метода будет проиллюстрирована на примере поиска КЗ простейшей сети, приведенной на рисунке 3.14.

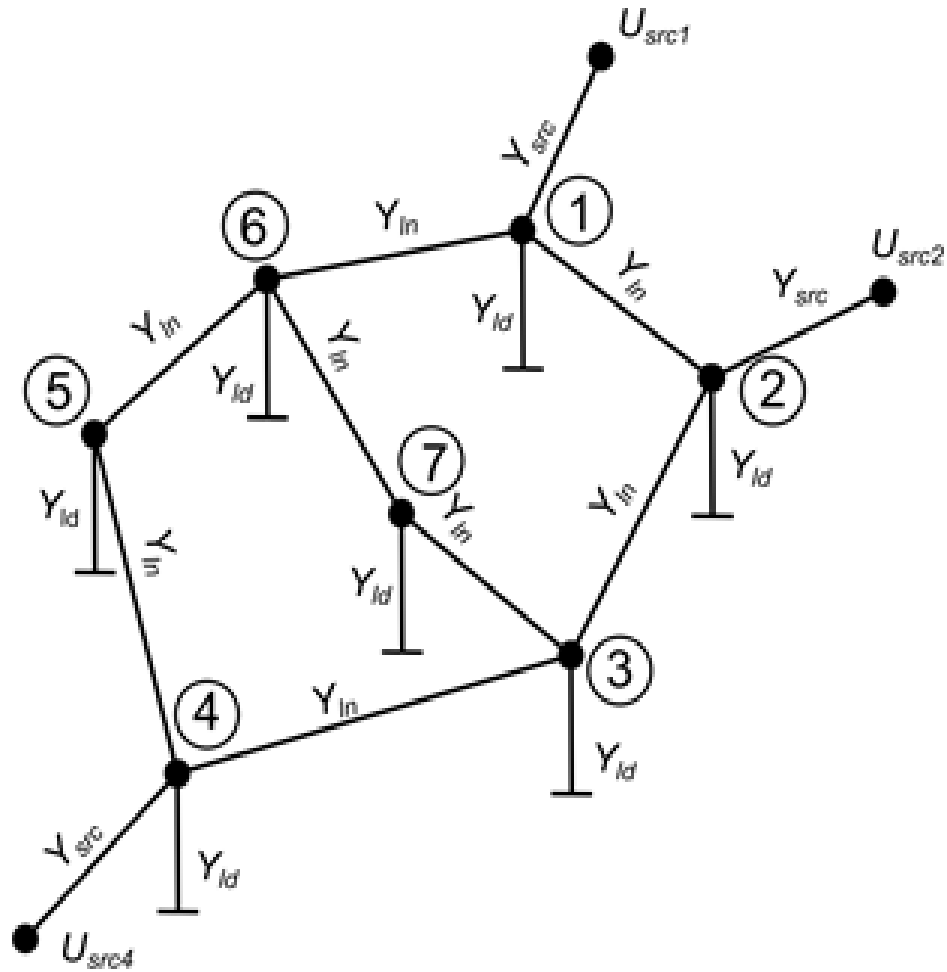


Рисунок 3.14 – Пример сложноразветвленной сети с тремя источниками питания

Режим электрической сети может быть описан системой уравнений узловых напряжений (УУН) в форме баланса токов [91]. Для составления системы УУН в форме баланса токов нужно сформировать матрицу проводимостей сети, приведенную к одной ступени напряжения и вектор токов узлов.

$$\dot{Y}_{net} \cdot \bar{U}_{net} = \bar{I}_{net} \quad (23)$$

В качестве элемента вектора токов используются произведения измерения напряжения в начале питающей линии (или трансформатора) на проводимость этой линии. Элементы вектора токов, соответствующие узлам без питающей линии равны нулю.

$$I_{net} = \begin{bmatrix} -Y_{src} \cdot U_{src1} \\ -Y_{src} \cdot U_{src2} \\ 0 \\ -Y_{src} \cdot U_{src4} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (24)$$

Матрица проводимости для электрической сети выглядит следующим образом:

$$\dot{Y}_{net} = \begin{pmatrix} Y_{node1} & Y_{line} & 0 & 0 & 0 & Y_{line} & 0 \\ Y_{line} & Y_{node2} & Y_{line} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Y_{line} & Y_{node3} & Y_{line} & 0 & 0 & Y_{line} \\ 0 & 0 & Y_{line} & Y_{node4} & Y_{line} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Y_{line} & Y_{node5} & Y_{line} & 0 \\ Y_{line} & 0 & 0 & 0 & Y_{line} & Y_{node6} & Y_{line} \\ 0 & Y_{line} & 0 & 0 & 0 & Y_{line} & Y_{node7} \end{pmatrix} \quad (25)$$

Проводимость ветви источника питания присутствует только в диагональном элементе матрицы проводимостей. Ввиду того, что источником питания является линия или трансформатор, сопротивление этой ветви известно заранее. Кроме того, к каждому узлу подключается ветвь, учитывающая его нагрузку в виде шунта на землю.

$$Y_{node} = -Y_{src} - \sum Y_{line} \quad (\text{для узла питания}) \quad (26)$$

$$Y_{node} = -Y_{load} - \sum Y_{line} \quad (\text{для узла нагрузки}) \quad (27)$$

Величина шунта нагрузки неизвестна и является параметром режима, изменяющимся во времени. Проводимость шунта нагрузки существенно ниже проводимостей элементов схемы сети (линий или трансформаторов), поэтому ошибка в определении шунта нагрузки обычно не приводит к существенной погрешности в определении тока КЗ. Вследствие слабого влияния на ток КЗ, для определения величины шунта нагрузки можно использовать косвенные (статистические) методы [92], либо определять эту величину по данным доаварийного режима, полученным из системы телеизмерений (работающей в

секундном цикле обновлений). Для нулевой последовательности вместо  $Y_{load}$  принимаются проводимости нулевой последовательности соответствующих трансформаторов.

В случае отсутствия каких-либо телеизмерений в узле нагрузки, величина шунта нагрузки определяется по известному графику нагрузки этого узла, скорректированному по суммарному измерению мощности всех питающих сеть линий. Для такой коррекции суммарное измерение мощности сети в доаварийном режиме (сумма по всем питающим линиям) делится на суммарную мощность всех узлов, полученную по их графикам нагрузок. Далее мощности отдельных узлов умножаются на полученный поправочный коэффициент, учитывающий фактическое измерение мощности доаварийного режима. Из скорректированных мощностей узлов и номинальных напряжений вычисляются шунты нагрузки каждого из узлов.

Моделирование режима КЗ при помощи системы УУН сети возможно только в случае заранее указанной точки КЗ. Для того чтобы система УУН описывала режим КЗ в указанном узле, к диагональному элементу строки, соответствующей этому узлу, прибавляется переходное сопротивление в точке замыкания. Однако, в задаче определения точки КЗ, поврежденный узел неизвестен, более того, КЗ, скорее всего, произойдет на связи (на линии), а не в узле. Для определения точки КЗ необходимо рассчитать режим КЗ в каждой точке сети, что явно трудозатратно с вычислительной точки зрения, несмотря на то что решение УУН в форме баланса токов является сравнительно легкой вычислительной задачей, которая и может быть эффективно решена прямыми методами за заранее известное время [93]. Для практической реализации такой вычислительной задачи достаточно ограничить число моделируемых режимов КЗ. Для этого можно приблизительно локализовать точку замыкания, выполнив расчет напряжений сети для КЗ в каждом узле сети (рисунок 3.15).

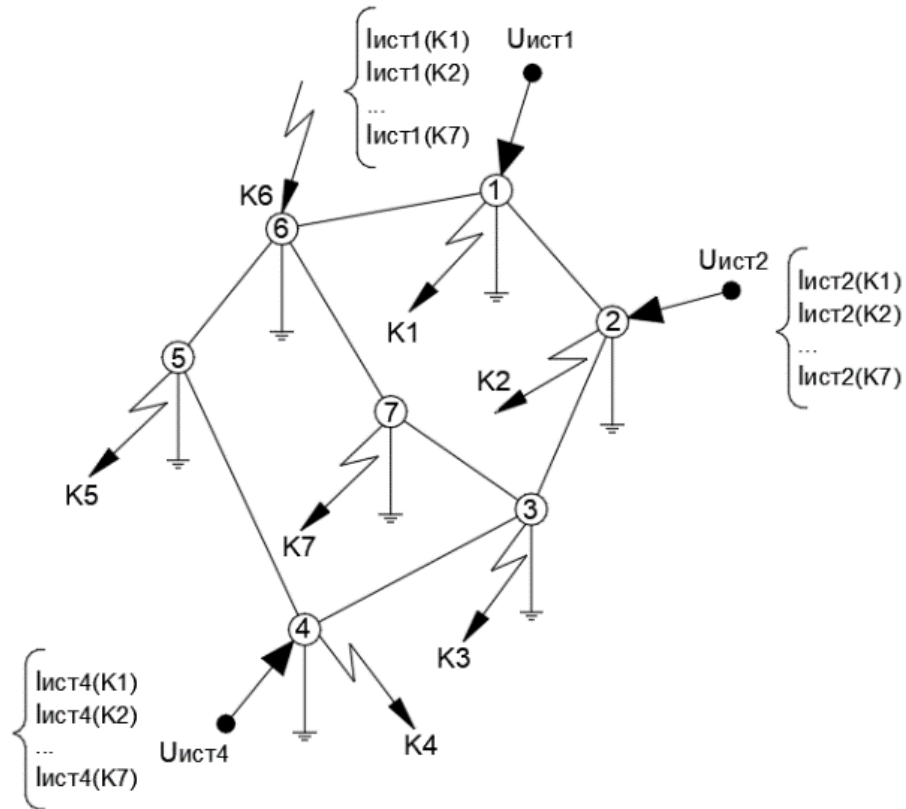


Рисунок 3.15 – Схема сети с КЗ в каждом узле

Чтобы определить наиболее близкие к реальной точке КЗ узлы, необходимо сравнить измеренные токи питающих линий в данном аварийном режиме с вычисленными токами тех же питающих линий для режима КЗ в каждом из узлов.

Для вычисления токов питающих линий по результатам решения УУН достаточно умножить проводимость питающей линии (или трансформатора  $Y_{src}$  на разность напряжения питания  $U_{src}$  (известного по измерениям) и напряжения узла сети  $U_{net}(K_i)$ , к которому подключен данный источник питания. Напряжение узла сети, к которому подключен источник питания, является результатом решения системы УУН с точкой КЗ в узле  $K_i$ .

$$I_{src}(K_i) = \begin{bmatrix} Y_{src} \cdot (U_{src1} - U_{net1}(K_i)) \\ Y_{src} \cdot (U_{src2} - U_{net2}(K_i)) \\ 0 \\ Y_{src} \cdot (U_{src4} - U_{net4}(K_i)) \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (28)$$

При этом, соответствующие векторы для обратной и нулевой последовательности для соответствующего типу КЗ определяются на основании решения системы для прямой последовательности по соотношениям, указанным в [94].

В качестве параметра, характеризующего близость реальной точки КЗ к каждому из узлов сети, целесообразно использовать Евклидову норму модулей векторных невязок измеренных и вычисленных токов питающих линий при соответствующем типе КЗ  $T_k$  (К1, К2, К11, К3).

$$\begin{aligned}
 ERR_{src}(K_i, T_k) &= \frac{1}{N_{ист}} \cdot \sqrt{\sum_{j=1}^{N_{ист}} \left( \frac{1}{3} \cdot \sqrt{\sum_{ph \in (A,B,C)} |i_{ph,j}^{meas} - i_{ph,j}^{calc}(K_i, T_k)|^2} \right)^2} = \\
 &= \frac{1}{N_{ист}} \cdot \sqrt{\sum_{j=1}^{N_{ист}} \left[ \frac{1}{9} \cdot \sum_{ph \in (A,B,C)} |i_{ph,j}^{meas} - i_{ph,j}^{calc}(K_i, T_k)|^2 \right]} \quad (29)
 \end{aligned}$$

где:

$i_{ph,j}^{meas}$  – векторное измерение тока питающей линии, подключенной к узлу  $j$ , на фазе  $ph$ ;

$i_{ph,j}^{calc}(K_i, T_k)$  – вычисленный (для точки замыкания  $K_i$  и типа КЗ  $T_k$ ) вектор тока питающей линии, подключенной к узлу  $j$ .

Минимальное значение невязки  $ERR_{src}$  должно соответствовать узлу, наиболее близкому к точке КЗ при типе КЗ  $T_k$ . В дальнейшем, приведенную норму будем называть функцией рассогласования.

Однако для работы защиты такой информации недостаточно, т.к. КЗ может быть на линии, а не в узле, кроме того, узлов с близкими значениями функции рассогласования может оказаться несколько. Для выявления точки КЗ необходим анализ топологии схемы в окрестностях узла с минимальной функцией рассогласования.



При этом необходимо учесть наличие в сети длинных линий, так как при коротких замыканиях внутри таких линий точка КЗ будет удалена от узла на расстояние существенно большее, чем длина соседних линий. Длинные линии должны быть разбиты на несколько участков, длина которых соизмерима с длинами других линий, отходящих от узлов начала и конца длинной линии.

Для определения поврежденной линии анализируются функции рассогласования узлов, смежных с узлом минимальной функцией рассогласования. Среди них выявляется смежный узел с минимальной функцией рассогласования, а сопротивление связи, соединяющей эти узлы, запоминается. Далее, внутри каждой из линий, отходящих от узла с минимальной функцией рассогласования, ставится дополнительный узел, на расстоянии, соответствующем сопротивлению связи, соединяющей пару узлов с наименьшими значениями функций рассогласования (рисунок 3.16). Таким образом, точка КЗ переносится на равные расстояния внутрь смежных линий узла с наименьшей функцией рассогласования.

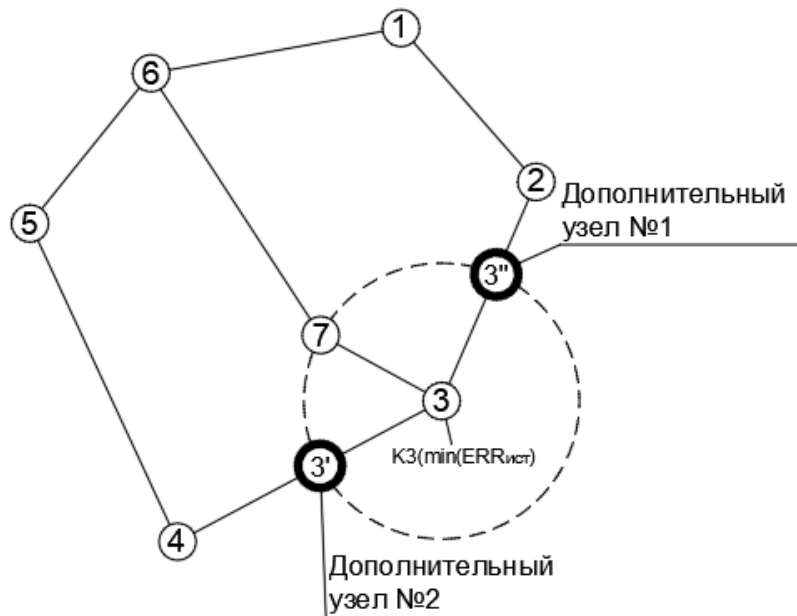


Рисунок 3.16 – Добавление дополнительных узлов внутрь линий, отходящих от узла с минимальной функцией рассогласования

Для каждого из этих новых узлов вычисляются токи питающих линий в режиме КЗ и их среднеквадратичная функция рассогласования вычисленных

токов с измерениями. Поврежденной можно считать ту линию, КЗ внутри которой, даст минимальное значение функции рассогласования. На этом этапе необходимо проверить, является ли выявленная линия единственной, на которой может существовать КЗ при наблюдаемых токах и напряжениях питающих линий. Для этого, среди добавленных узлов, нужно найти узел, дающий минимальную функцию рассогласования при КЗ в нем. Сравнить эту функцию рассогласования с функцией рассогласования в исходном узле и выбрать меньшую из них. Эта функция рассогласования будет соответствовать найденной точке сети, наиболее близкой к точке КЗ.

Эту функцию рассогласования необходимо сравнить с функциями рассогласования при КЗ в остальных узлах сети. В случае, если величина этой минимальной функции рассогласования окажется близка к величине функции рассогласования в каком-либо другом узле сети, процедуру поиска поврежденной линии нужно повторить для найденного узла, т.к. КЗ может оказаться в окрестностях этого узла. Иными словами, в некоторых топологиях метод поиска точки замыкания может выдавать несколько линий, в которых может существовать КЗ. В таком случае команда на разрешение отключения должна посылаться на защиты, обеспечивающие отключение каждой из этих линий, реальное отключение произойдет только там, где локальные защиты зафиксируют протекание тока КЗ.

В результате приведенного расчета может оказаться, что функции рассогласования всех узлов окажутся соизмеримы с величиной измерений токов питающих линий, это будет означать отсутствие КЗ внутри контролируемой сети.

Важно отметить, что для корректной работоспособности алгоритма требуется, чтобы в сети было, по меньшей мере, три источника питания, причем эти источники должны быть разнесены друг от друга на расстояние, достаточное для возможности определения узла и типа КЗ. Также, для корректности работы алгоритма предлагается в конце выдавать не одну пару линия-тип КЗ, а множество, определяемое функцией рассогласования  $ERR_{src}(K_i, T_k)$ .

Таким образом, предлагаемый метод может быть представлен псевдокодом, приведенным ниже:

0. Задание максимального относительного предела для выдачи результата  $tol$ . Списки  $NT$ , и изначально считаются пустыми. Список  $NT$  будет хранить пары (номер узла, значение функции рассогласования), список — значения (номер линии, тип КЗ, удаленность КЗ от узла начала, значение функции рассогласования).
  1. Для каждого  $T \in \{K1, K2, K11, K3\}$ :
    - 1.0 Опустошение списка  $NT$ 
      - 1.1 Для каждого узла  $i = 1 \dots N$ , где  $N$  — число узлов:
        - 1.1.1 Определение значения функции рассогласования  $M = ERR_{src}(K_i, T)$ 
          - 1.1.1 Добавление в конец списка  $NT$  значения  $(i, M)$
      - 1.2 Определение минимального значения для типа КЗ  $T$  по всем узлам  $m_{node} = \min(NT.M)$ 
        - 1.3 Вычеркивание из списка  $NT$  всех значений  $NT.M > (1 + tol) \cdot m_{node}$
      - 1.2 Для всех узлов  $NT$ :
        - 1.2.1 Определение самой короткой линии (длина линии определяется по ее сопротивлению  $Z$ )  $Z_{min}$ .
          - 1.2.2 Для всех линий  $k$ , подходящих к узлу  $NT.i$ :
            - 1.2.2.1 Определение места установки новой точки КЗ  $R = \frac{Z}{Z_{min}}$
            - 1.2.2.2 Установка нового узла короткого замыкания  $LK_k$ , на расстоянии  $R$
            - 1.2.2.3 Определение значения функции рассогласования  $M = ERR_{src}(K_i, LT_k)$
            - 1.2.2.4 Добавление в конец списка  $LT$  значения  $(k, T_k, R, M)$
    2. Определение минимального значения по всем линиям и типам КЗ  $m_{line} = \min(.M)$ 
      3. Вычеркивание из списка всех значений  $.M > (1 + tol) \cdot m_{line}$
      4. Результат записан в  $LT$ .

### 3.3 Алгоритм контроля срабатывания централизованной защиты дальнего резервирования и разрешения срабатывания ступеней дальнего резервирования

#### 3.3.1 Реализация алгоритма в существующем локальном микропроцессорном устройстве релейной защиты и автоматики

В случае реализации алгоритма в существующем локальном устройстве РЗА, возможны 2 варианта:

1. Работа алгоритма по сигналу ПО от ступеней дальнего резервирования РЗ.
2. Работа алгоритма по сигналу срабатывания ступеней дальнего резервирования РЗ.

В первом варианте сигнал срабатывания ПО ступеней дальнего резервирования формируется на устройстве РЗ без выдержек времени, а их реализация и отсчет выполнены в самом алгоритме контроля срабатывания ЦЗДР и разрешения срабатывания ступеней дальнего резервирования.

Схема реализации данного варианта приведена на рисунке 3.17.



Рисунок 3.17 – Схема реализации функции контроля срабатывания централизованной защиты дальнего резервирования и разрешения срабатывания ступеней дальнего резервирования в существующем локальном устройстве МП РЗА

Алгоритм контроля срабатывания ЦЗДР и разрешения срабатывания ступеней дальнего резервирования в этом случае представлен на рисунке 3.18.

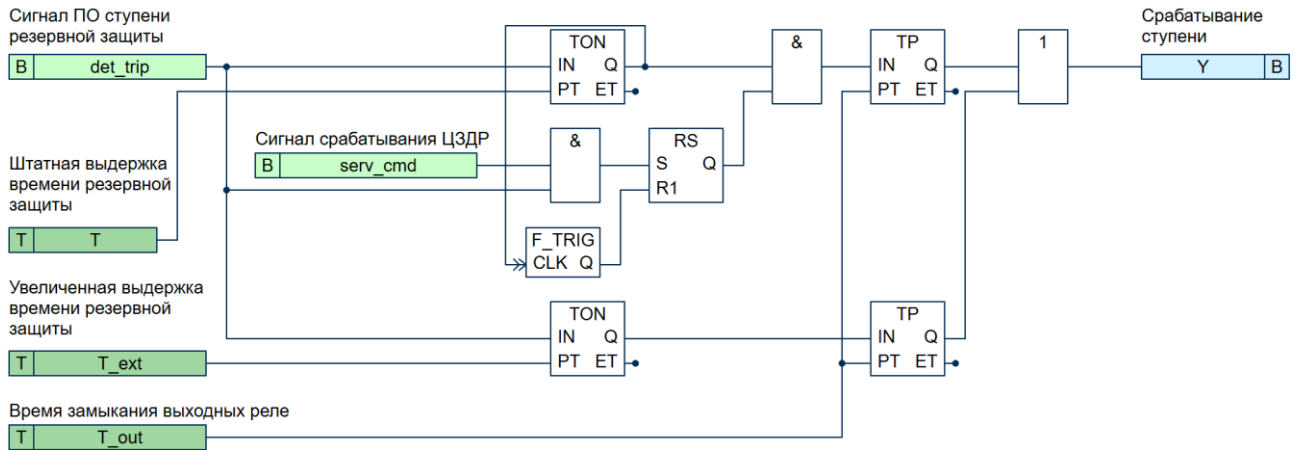


Рисунок 3.18 – Алгоритм контроля срабатывания централизованной защиты дальнего резервирования и разрешения срабатывания ступеней дальнего резервирования в случае реализации данной функции в существующем локальном устройстве МП РЗА

На вход алгоритма «Сигнал ПО ступени резервной защиты» предусматривается прием сигнала от классических пусковых органов ступеней ДЗ и ТНЗНП, являющихся резервными. При этом, на входе «Сигнал срабатывания ЦЗДР» контролируется наличие подтверждающего сигнала срабатывания централизованной защиты дальнего резервирования.

В случае наличия обоих сигналов срабатывания, происходит выдача управляющего воздействия с выдержкой времени, равной штатной выдержке времени централизованной защиты дальнего резервирования. Данная выдержка времени выбирается, исходя из условия отстройки на ступень селективности от предыдущей ступени защиты – шаг селективности принимается равным 0,5 секунды.

В случае отсутствия подтверждающего сигнала срабатывания от централизованной защиты дальнего резервирования, происходит априорное срабатывание алгоритма выдачи управляющего воздействия с увеличенной выдержкой времени. Это реализовано для того, чтобы в случае потери каналов связи с сервером, на котором реализована централизованная защита дальнего резервирования, происходило отключение короткого замыкания резервной защитой в любом случае, хоть и с увеличенной выдержкой времени. В этом

случае отключение будет происходить неселективно и несогласованно, однако устранение короткого замыкания произойдет в любом случае.

Во втором варианте сигнал срабатывания ступеней дальнего резервирования формируется с выдержками времени, реализуемыми непосредственно в самом локальном устройстве РЗ. В данном случае необходимо менять существующие выдержки времени срабатывания ступеней дальнего резервирования в существующем локальном устройстве РЗ.

Схема реализации данного варианта приведена на рисунке 3.19.

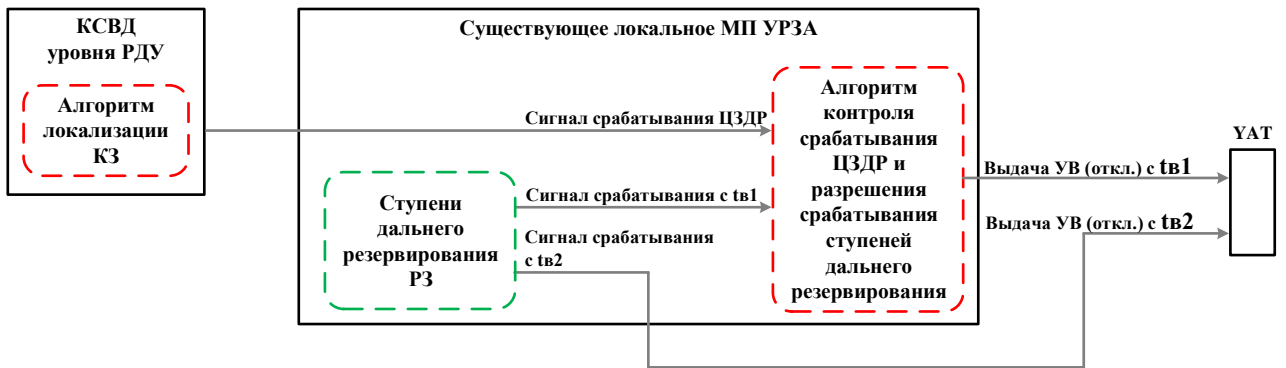


Рисунок 3.19 – Схема реализации функции контроля срабатывания централизованной защиты дальнего резервирования и разрешения срабатывания ступеней дальнего резервирования в стороннем МП устройстве

Алгоритм контроля срабатывания ЦЗДР и разрешения срабатывания ступеней дальнего резервирования в этом случае представлен на рисунке 3.20.

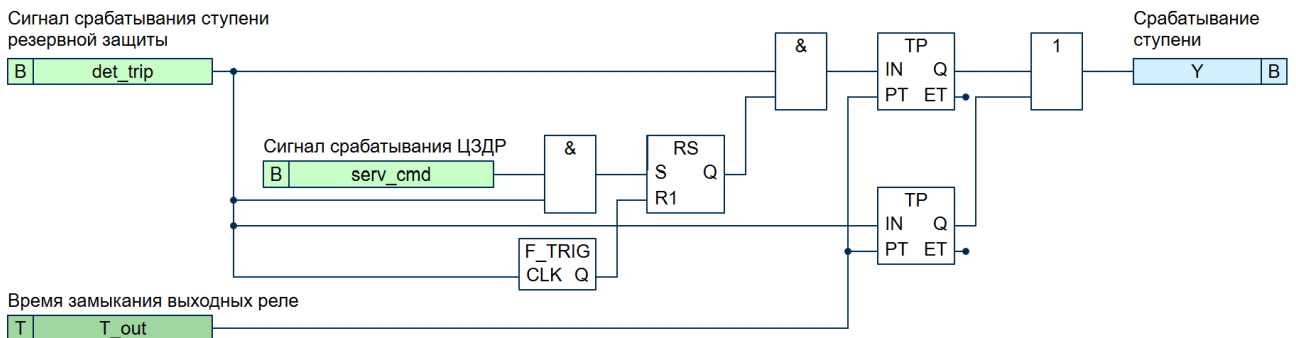


Рисунок 3.20 – Алгоритм контроля срабатывания централизованной защиты дальнего резервирования и разрешения срабатывания ступеней дальнего резервирования в случае реализации данной функции в существующем локальном устройстве МП РЗА

На вход алгоритма «Сигнал срабатывания ступени резервной защиты» предусматривается прием сигнала срабатывания ступеней ДЗ и ТНЗНП, являющихся резервными, формируемый со штатной выдержкой времени централизованной защиты дальнего резервирования. Данная выдержка времени выбирается, исходя из условия отстройки на ступень селективности от предыдущей ступени защиты – шаг селективности принимается равным 0,5 секунды. На входе «Сигнал срабатывания ЦЗДР» также контролируется наличие подтверждающего сигнала срабатывания централизованной защиты дальнего резервирования.

В случае наличия обоих сигналов срабатывания, происходит выдача управляющего воздействия без выдержки времени.

В случае отсутствия подтверждающего сигнала срабатывания от централизованной защиты дальнего резервирования, срабатывание алгоритма не происходит, следовательно, не формируется сигнал отключения на электромагнит отключения. При этом, как видно из рисунка 3.18, при срабатывании ступеней дальнего резервирования с увеличенной выдержкой времени, предусмотрено действие напрямую на электромагнит отключения. Таким образом, происходит априорное срабатывание ступеней дальнего резервирования, а соответственно и отключение выключателя. Это реализовано по тем же причинам, которые описывались для варианта 1.

Стоит отметить, что реализация обоих вариантов возможна и в случае установки вместо микропроцессорной РЗ электромеханической, однако потребуются значительно большие трудозатраты для реализации обоих вариантов, что будет обусловлено необходимостью перемонтажа физических цепей в электромеханической РЗ, доустановкой дополнительных реле времени и т.п.

### 3.3.2 Реализация алгоритма на промежуточном устройстве в связке с локальным устройством релейной защиты и автоматики

Потенциально возможна ситуация, когда нет возможности реализовать функцию контроля сигнала от ЦЗДР и разрешения срабатывания ступеней дальнего резервирования в существующем устройстве РЗА. В этом случае для реализации данной функции необходимо добавить промежуточное микропроцессорное устройство.

В случае реализации алгоритма контроля срабатывания централизованной защиты дальнего резервирования и разрешения срабатывания ступеней дальнего резервирования на дополнительном микропроцессорном устройстве также возможны 2 варианта, аналогично п.3.3.1.

Схема реализации первого варианта приведена на рисунке 3.21.



Рисунок 3.21 – Схема реализации функции контроля срабатывания централизованной защиты дальнего резервирования и разрешения срабатывания ступеней дальнего резервирования в стороннем МП устройстве

Алгоритм контроля срабатывания ЦЗДР и разрешения срабатывания ступеней дальнего резервирования в этом случае представлен на рисунке 3.22.



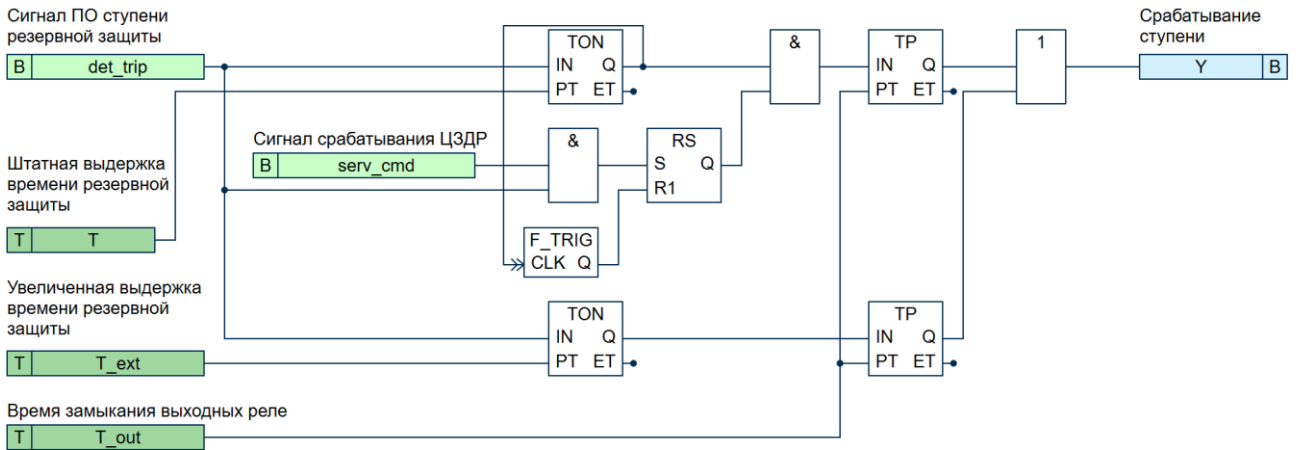


Рисунок 3.22 – Алгоритм контроля срабатывания централизованной защиты дальнего резервирования и разрешения срабатывания ступеней дальнего резервирования в случае реализации данной функции в существующем локальном устройстве МП РЗА

Схема реализации второго варианта приведена на рисунке 3.23.

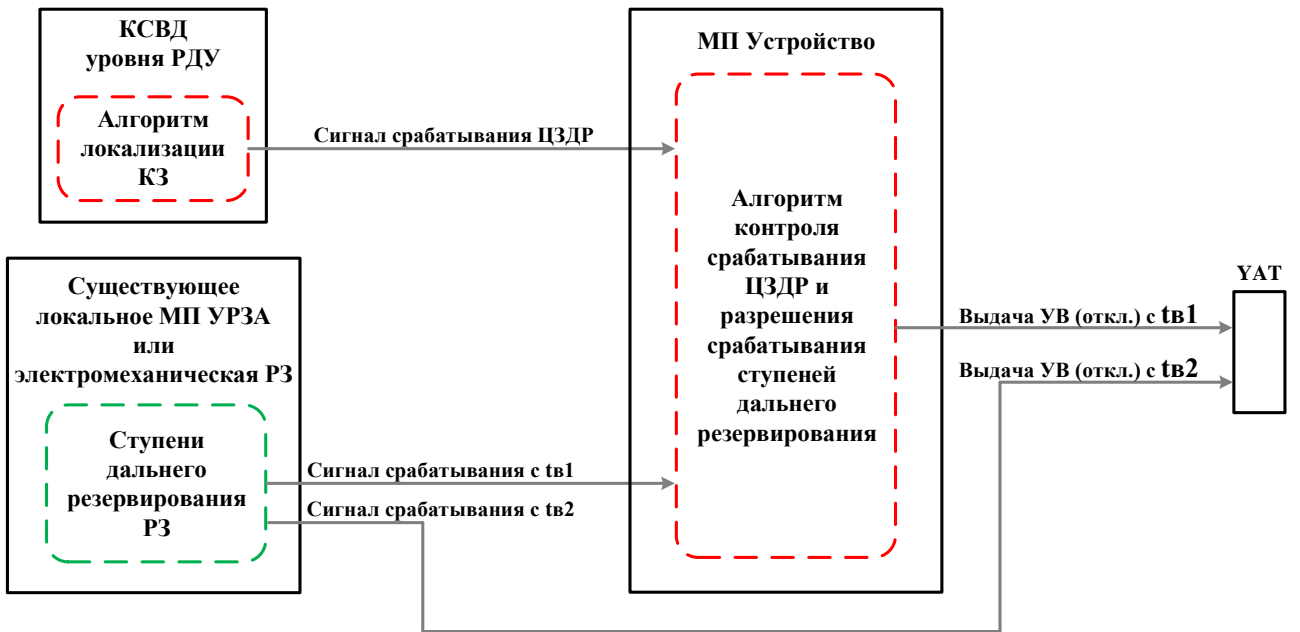


Рисунок 3.23 – Схема реализации функции контроля срабатывания централизованной защиты дальнего резервирования и разрешения срабатывания ступеней дальнего резервирования в стороннем МП устройстве

Алгоритм контроля срабатывания ЦЗДР и разрешения срабатывания ступеней дальнего резервирования в этом случае представлен на рисунке 3.24.

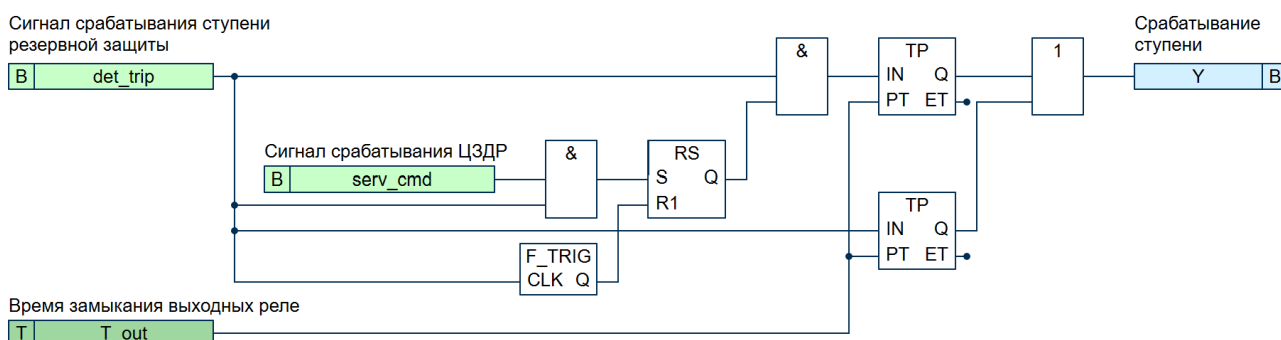


Рисунок 3.24 – Алгоритм контроля срабатывания централизованной защиты дальнего резервирования и разрешения срабатывания ступеней дальнего резервирования в случае реализации данной функции в существующем локальном устройстве МП РЗА

Схемы реализации обоих вариантов и логика работы алгоритмов контроля срабатывания централизованной защиты дальнего резервирования и разрешения срабатывания ступеней дальнего резервирования в случае установки дополнительного микропроцессорного устройства идентичны п.3.3.1.

### 3.4 Выводы по третьей главе

1. Для создания централизованной защиты дальнего резервирования существующая система мониторинга переходных режимов может применяться только тогда, когда применяются алгоритм фиксации скачкообразного изменения режима в электрической сети и алгоритм локализации точки короткого замыкания. С одной стороны, работая в связке друг с другом, алгоритмы позволяют отстроиться от ситуаций пуска защит при изменениях режима работы сети и отсутствии короткого замыкания посредством формирования нулевого перечня возможных точек короткого замыкания, т.е. исключают ложные срабатывания резервных ступеней защит, а с другой стороны гарантировано позволяют пустить алгоритм локализации точки короткого замыкания, используя только векторные измерения параметров сети.

2. Ввиду того что сигнал срабатывания резервных ступеней будет на локальном устройстве релейной защиты и автоматики, на котором дополнительно существуют свои пусковые органы, то для алгоритма

локализации точки короткого замыкания допустимо определение не единственной линии с коротким замыканием. При этом селективность будет обеспечиваться одновременным наличием сигналов срабатывания локального устройстве релейной защиты и автоматики и централизованной защиты дальнего резервирования.

3. Для работы алгоритма локализации точки короткого замыкания необходимо наличие разнесенных по сети синхронизированных векторных измерений, что позволяет выявлять значительно удаленные от точек измерений точки короткого замыкания.

## **ГЛАВА 4. ПРОВЕРКА РАБОТОСПОСОБНОСТИ ПРЕДЛАГАЕМОЙ СТРУКТУРЫ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ ЗАЩИТЫ ДАЛЬНЕГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ**

В данной главе на примере тестовой схемы электрической сети показана работоспособность предлагаемой структуры централизованной защиты дальнего резервирования на данных системы мониторинга переходных режимов, а также то, что она позволяет решить проблему обеспечения селективности защит дальнего резервирования в рассматриваемых режимах работы электрической сети.

Также показаны проблемы и особенности предлагаемой структуры централизованной защиты дальнего резервирования, возникающие при реализации на предлагаемом методическом обеспечении.

### **4.1 Описание исследуемой тестовой схемы электрической сети**

Тестовая модель соответствует случаю, когда комплекс релейной защиты устанавливается для многоконтурного района электроэнергетической сети 110 кВ, к которому подходит три присоединения, наблюдаемых при помощи СВИ. Такая схема выбрана для иллюстрации работы алгоритма локализации точки короткого замыкания при наличии в контролируемой электрической сети нескольких контуров и наличии измерений на всех источниках питания этой сети. Короткие замыкания вблизи узла 7 будут хорошо различимы только при наличии измерений с трех точек сети.

Упрощенное графическое представление энергорайона представлено на рисунке 4.1. Однолинейная схема энергорайона представлена на рисунке 4.2. Моделирование несимметричных коротких замыканий выполнено методом симметричных составляющих [95, 96]. Таким образом, для каждого элемента заданы параметры прямой, обратной и нулевой последовательности.

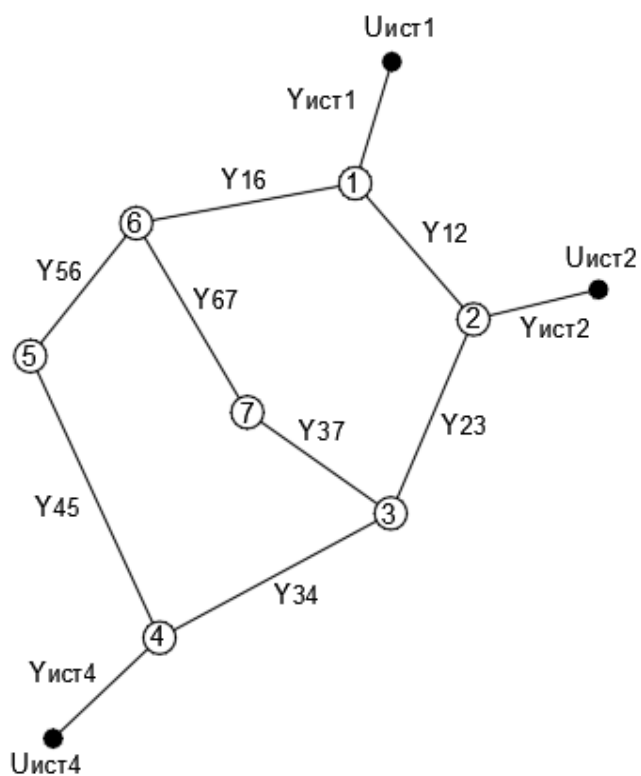


Рисунок 4.1 – Исследуемая тестовая электрическая сеть 110 кВ

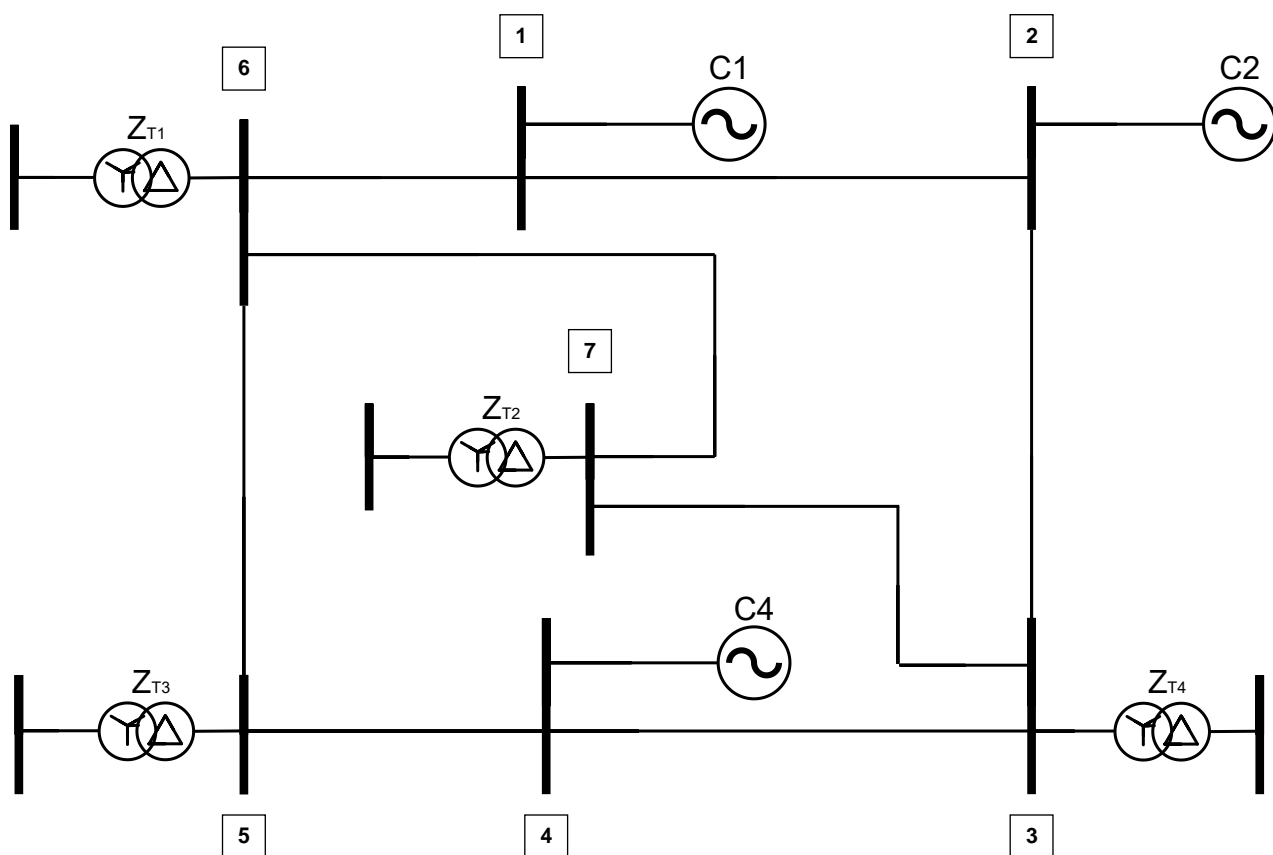


Рисунок 4.2 – Однолинейная схема исследуемой тестовой электрической сети 110 кВ

### 4.1.1 Параметры источников, подключенных к району сети 110 кВ

При моделировании симметричных и несимметричных режимов, параметры систем (в данном случае, систем С1, С2 и С4) задаются сопротивлениями прямой, обратной и нулевой последовательности, а также значением комплексного ЭДС прямой последовательности ( $\dot{E}_1$ ) и представляются как ЭДС за сопротивлением [94].

Измерения СВИ предполагаются установленными в точках присоединения рассматриваемого многоконтурного района электрической сети 110 кВ к сети большего класса напряжения, имеющих электрически-близкое расположение к генераторным узлам, или непосредственно к генерации. Как вывод, сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности источников ( $\underline{Z}_1$ ,  $\underline{Z}_2$  и  $\underline{Z}_0$ ) соответствуют сопротивлениям мощных трансформаторов связи, приведенных к сопротивлению сети 110 кВ, с учетом эквивалентного сопротивления от точки связи с рассматриваемым районом 110 кВ до реальных источников питания. При таких допущениях, сопротивления источников С1, С2 и С4 будут заведомо известны при возникновении КЗ.

Тем не менее, значения ЭДС и их электрический угол будут продиктованы доаварийным режимом и окажутся неизвестными. Неизвестное комплексное значение  $\dot{E}_1$  можно найти по данным измерения СВИ, подключенным к источникам. Положим, что при возникновении КЗ было получено послеаварийное значение токов ( $i^A, i^B, i^C$ ) и напряжений ( $\dot{U}^A, \dot{U}^B, \dot{U}^C$ ). Тогда, значение неизвестной  $\dot{E}^1$  может быть получено методом вычисления прямой последовательности токов и напряжений по известному значению  $\underline{Z}_1$  источника:

$$i^1 = \frac{1}{3} \cdot \left( i^A + i^B \cdot \exp\left(j \cdot \frac{2\pi}{3}\right) + i^C \cdot \exp\left(j \cdot \frac{4\pi}{3}\right) \right), \quad (30)$$

$$\dot{U}^1 = \frac{1}{3} \cdot \left( \dot{U}^A + \dot{U}^B \cdot \exp\left(j \cdot \frac{2\pi}{3}\right) + \dot{U}^C \cdot \exp\left(j \cdot \frac{4\pi}{3}\right) \right), \quad (31)$$

$$\dot{E}^1 = \dot{U}^1 + \underline{Z}_1 \cdot i^1. \quad (32)$$

При моделировании эталонного режима, значения ЭДС приняты приближенно из доаварийного режима, с учетом приближенного значения уровня трехфазных КЗ сети 110 кВ [97]:

$$\arg(\dot{E}^1) = \arcsin\left(\frac{P}{\sqrt{3} \cdot I^{(3)} \cdot V}\right), \quad (33)$$

$$|\dot{E}^1| = \sqrt{3} \cdot I^{(3)} \cdot x_1, \quad (34)$$

где:

$P$  — активная мощность, текущая из ветви ЭДС в доаварийном нормальном режиме;

$I^{(3)}$  — модуль тока, текущего по поврежденным фазам ветви ЭДС при трёхфазном коротком замыкании;

$V$  — линейное напряжение шин источника в нормальном доаварийном режиме;

$x_1$  — реактивное сопротивление прямой последовательности.

#### 4.1.2 Параметры линий электропередач

Линии электропередач представлены П-образной схемой замещения в прямой, обратной и нулевой последовательностях. Все линии в представленной схеме имеют одинаковую длину, что соответствует наиболее тяжелому случаю для работы представленного метода. Все линии выполнены сечением АС-240/32 и имеют длину 25 км. Справочные данные линий представлены в [98].

#### 4.1.3 Параметры силовых трансформаторов и нагрузок

Трансформаторы представлены Г-образной схемой замещения в прямой, обратной и нулевой последовательностях. Все трансформаторы в представленной схеме являются трансформаторами марки ТРДН-25000/110. Справочные данные трансформаторов представлены в [98].

#### 4.1.4 Параметры исследуемой сети 110 кВ

Итоговая модель тестовой многоконтурной сети 110 кВ представлена на рисунке 4.3. Параметры элементов электрической сети представлены в таблицах 4.1 – 4.3.

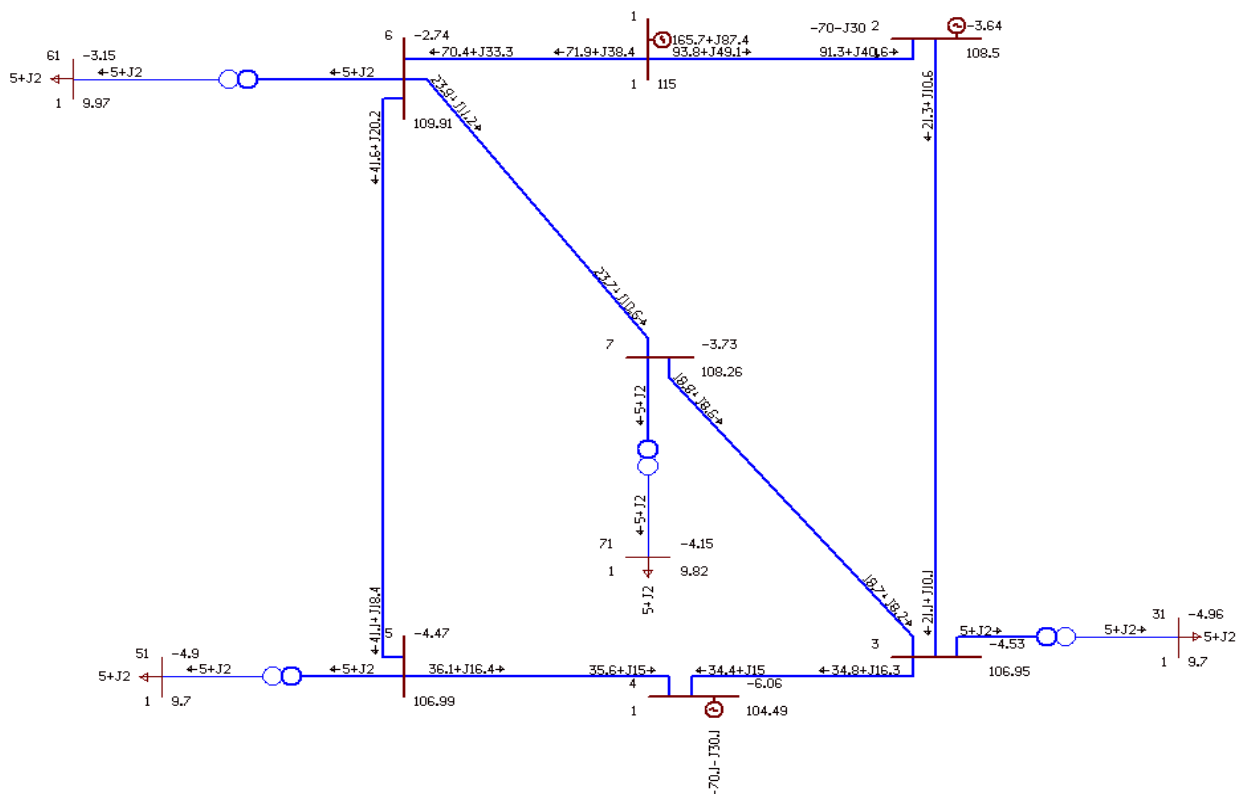


Рисунок 4.3 – Схема исследуемой тестовой электрической сети 110 кВ в ПК RastrWin3

Таблица 4.1 – Параметры узлов тестовой модели

Номер узла	$V_{НОМ}$ , кВ	$P_H$ , МВт	$Q_H$ , Мвар	$P_G$ , МВт	$Q_G$ , Мвар
1	115			165,7	87,4
2	115			-70,0	30,0
3	110				
4	115			-70,1	30,1
5	110				
6	115				
7	110				
31	10	5	2		
51	10	5	2		
61	10	5	2		
71	10	5	2		



Таблица 4.2 – Параметры ветвей тестовой модели

Начало ветви	Конец ветви	$R1(R2), \text{Ом}$	$X1(X2), \text{Ом}$	$R0, \text{Ом}$	$X0, \text{Ом}$	$K_{тр}, \text{о. е.}$
1	2	3	10	9	30	
2	3	3	10	9	30	
3	4	3	10	9	30	
4	5	3	10	9	30	
5	6	3	10	9	30	
6	1	3	10	9	30	
6	7	3	10	9	30	
3	7	3	10	9	30	
3	31	0,6	17,4	1,8	52,2	0,09100
5	51	0,6	17,4	1,8	52,2	0,09100
6	61	0,6	17,4	1,8	52,2	0,09100
7	71	0,6	17,4	1,8	52,2	0,09100

Таблица 4.3 – Параметры генераторов тестовой модели

Номер узла	$X1, \text{Ом}$	$X2, \text{Ом}$	$X0, \text{Ом}$	$E, \text{кВ}$	Угол, град.
1	3	3	9	117,501	2,07
2	3	3	9	107,623	-4,66
4	3	3	9	103,591	-7,16

#### 4.2 Работа централизованной защиты дальнего резервирования в исследуемой тестовой электрической сети

Для проверки работоспособности предлагаемой централизованной защиты, а именно работы метода локализации точки короткого замыкания в электрической сети, была написана программа, выполняющая расчет по локализации точки короткого замыкания по предлагаемому алгоритму. В программе реализована возможность внесения ошибки в измерения тока и напряжения.

При расчете имитировалась погрешность измерительных приборов методом Монте-Карло. Сначала, был рассчитан эталонный режим КЗ, в соответствии с параметрами, указанными в разделе 4.1. Далее, с результатов расчета были считаны значения токов и напряжений фаз А, В, С источников

$$(i_{\text{эт}}^{A(B,C)}, \dot{U}_{\text{эт}}^{A(B,C)}).$$

Для имитации погрешности измерений часто прибегают к добавлению случайной компоненты. Так как для измерений, полученных от СВИ, известными являются погрешности ТТ и ТН, заданные как угловые погрешности и погрешности действующего значения, наиболее целесообразным представляется добавление к этим значениям случайной компоненты. Согласно [99] относительная погрешность модуля тока и напряжения СВИ, может быть рассмотрена как нормально-распределенная случайная величина, при этом, распределение угловой погрешности не представляется возможным представить, как нормально-распределенную, особенно, при большой выборке. Существует рекомендация, при неизвестной ошибке распределения, но известных границах ошибки, для моделирования неопределенности рассматривать ошибку как равномерно-распределенной [100]. В исследованиях, касающихся оценивания состояния, часто прибегают к рассмотрению погрешности измерений, полученных от СВИ как нормально распределенным случайным величинам, имеющим одинаковую погрешность для действительной и мнимой компоненты, распределенным нормально [101 – 104]. Ввиду того, что исследование распределения погрешностей СВИ выходит за рамки рассматриваемого исследования, решено принять погрешности модуля как нормально распределенные, а погрешности угла — как равномерно распределенные случайные величины.

Для имитации погрешности измерения, была внесена случайная компонента:

$$\left| \dot{U}_{\text{изм}}^{A(B,C)} \right| = \left| \dot{U}_{\text{эт}}^{A(B,C)} \right| \cdot (1 + \delta_U), \quad (35)$$

$$\arg \left( \dot{U}_{\text{изм}}^{A(B,C)} \right) = \arg \left( \dot{U}_{\text{эт}}^{A(B,C)} \right) + \Delta_U, \quad (36)$$

$$\left| \dot{i}_{\text{изм}}^{A(B,C)} \right| = \left| \dot{i}_{\text{эт}}^{A(B,C)} \right| \cdot (1 + \delta_I), \quad (37)$$

$$\arg \left( \dot{i}_{\text{изм}}^{A(B,C)} \right) = \arg \left( \dot{i}_{\text{эт}}^{A(B,C)} \right) + \Delta_I, \quad (38)$$

где:

$\delta_U N(0, \sigma_U)$  и  $\delta_I N(0, \sigma_I)$  — нормально-распределенные случайные величины с нулевым математическим ожиданием и стандартным отклонением  $\sigma_U$  и  $\sigma_I$ , соответственно;

$\Delta_U U(-\Delta\alpha_U, \Delta\alpha_U)$  и  $\Delta_I U(-\Delta\alpha_I, \Delta\alpha_I)$  — нормально-распределенные случайные величины, с параметрами  $-\Delta\alpha_U, \Delta\alpha_U$  и  $-\Delta\alpha_I, \Delta\alpha_I$ , соответственно,

где  $\Delta\alpha_U$  и  $\Delta\alpha_I$  — угловые погрешности измерений напряжения и тока, соответственно.

Таким образом, погрешность модуля принимается относительной нормально-распределенной, а погрешность угла — равномерно-распределенной абсолютной погрешностью.

Далее, по измерениям источников рассчитываются комплексные ЭДС источников:

$$i_{\text{изм}}^1 = \frac{1}{3} \cdot \left( i_{\text{изм}}^A + i_{\text{изм}}^B \cdot \exp\left(j \cdot \frac{2\pi}{3}\right) + i_{\text{изм}}^C \cdot \exp\left(j \cdot \frac{4\pi}{3}\right) \right), \quad (39)$$

$$\dot{U}_{\text{изм}}^1 = \frac{1}{3} \cdot \left( \dot{U}_{\text{изм}}^A + \dot{U}_{\text{изм}}^B \cdot \exp\left(j \cdot \frac{2\pi}{3}\right) + \dot{U}_{\text{изм}}^C \cdot \exp\left(j \cdot \frac{4\pi}{3}\right) \right), \quad (40)$$

$$\dot{E}^1 = \dot{U}_{\text{изм}}^1 + \underline{Z}_1 \cdot i_{\text{изм}}^1. \quad (41)$$

На основании рассчитанных комплексных ЭДС источников по методу, указанному в разделе 3.2, выполняется поиск множества линий и типов КЗ, для которых функция рассогласования является наименьшей.

В рамках рассматриваемого примера, параметры погрешностей измерений были выбраны одинаковыми и заведомо-большими, чем будут в реальных сетях. Так, погрешность модуля измерения тока была задана  $\sigma_I = 0,3(30\%)$ , напряжения  $\sigma_U = 0,05(5\%)$ , угловые погрешности были заданы  $\Delta\alpha_I = 10^\circ$ ,  $\Delta\alpha_U = 1^\circ$ . Точность отбора была выбрана как 20%. Методом Монте-Карло было произведено 100 симуляций на каждый тип КЗ, для каждой линии. Симуляция

КЗ была произведена для середины каждой линии (то есть, на удалении 50% от узла начала). Результаты работы метода приведены в таблицах 4.4 – 4.7.



Таблица 4.5 – Результаты расчета для линии 3-7 для эталонного случая и случая с ошибкой в измерениях

Факт	Линия с КЗ	3-7																
	Тип КЗ	K1			K11				K2				K3					
Найденный результат (Эталон)	Линия с КЗ	6-7	3-7	3-7	6-7	6-7	3-7	6-7	6-7	3-7	3-7	6-7	6-7					
	Тип КЗ	K1	K11	K2	K2	K11	K2	K11	K2	K11	K2	K11	K3	K3				
Найденный результат (Погрешность)	Линия с КЗ	5-6	6-7	3-7	3-7	3-7	6-7	6-7	5-6	5-6	3-7	6-7	6-7	3-7	5-6	5-6	3-7	6-7
	Тип КЗ	K1	K1	K1	K11	K2	K2	K11	K2	K11	K2	K11	K2	K11	K2	K11	K3	K3

Таблица 4.6 – Результаты расчета для линии 5-6 для эталонного случая и случая с ошибкой в измерениях

Факт	Линия с КЗ	5-6															
	Тип КЗ	K1			K11				K2				K3				
Найденный результат (Эталон)	Линия с КЗ	5-6	6-7	5-6	6-7	5-6	6-7	5-6	6-7	5-6	6-7	5-6	6-7	5-6	5-6	5-6	5-6
	Тип КЗ	K1	K1	K2	K2	K11	K11	K2	K2	K11	K11	K2	K2	K11	K11	K3	K3
Найденный результат (Погрешность)	Линия с КЗ	5-6	6-7	5-6	6-7	5-6	6-7	5-6	6-7	5-6	6-7	5-6	6-7	5-6	5-6	5-6	5-6
	Тип КЗ	K1	K1	K2	K2	K11	K11	K2	K2	K11	K11	K2	K2	K11	K11	K3	K11

Таблица 4.7 – Результаты расчета для линии 6-7 для эталонного случая и случая с ошибкой в измерениях

Факт	Линия с КЗ	6-7															
	Тип КЗ	K1			K11				K2				K3				
Найденный результат (Эталон)	Линия с КЗ	6-7	6-7	6-7	6-7	6-7	6-7	6-7	6-7	6-7	6-7	6-7	6-7	6-7	6-7	6-7	6-7
	Тип КЗ	K1	K2	K11	K11	K2	K2	K11	K11	K2	K2	K11	K11	K3	K3	K3	K3
Найденный результат (Погрешность)	Линия с КЗ	6-7	5-6	6-7	6-7	6-7	5-6	5-6	6-7	6-7	5-6	5-6	6-7	6-7	5-6	5-6	6-7
	Тип КЗ	K1	K1	K2	K1	K1	K11	K2	K2	K11	K11	K2	K2	K11	K11	K2	K3

На первом этапе, с целью проверки общей работоспособности предлагаемой методологии локализации точки короткого замыкания, расчет проводится для эталонного случая, когда отсутствует ошибка в измерениях тока и напряжения, применяемых для расчета. В таблице 4.4 представлены результаты расчета, а также анализ полученных результатов. Зеленым цветом выделены случаи правильной работы алгоритма, когда были верно определены тип и наличия короткого замыкания на линии.

Как видно из таблицы 4.4, линией, на которой лучше всего определяется тип короткого замыкания его и наличие, является линия 6-7. Другими словами, по мере удаления точки короткого замыкания от источников питания, количество ошибочных результатов расчета алгоритма локализации точки короткого замыкания уменьшается. Это объясняется тем, что в качестве функции рассогласования в алгоритме локализации короткого замыкания выбрана Евклидова норма, т.е. сумма квадратов. При приближении к одному из источников питания, компонента от этого источника будет иметь наибольший вес в общей функции рассогласования, что приводит к снижению влияния на общую функцию рассогласования компонент от других источников питания в сети.

Таким образом, можно сделать вывод о применимости предложенного метода: чем больше удалена реальная точка короткого замыкания от источников питания, тем большая наблюдаемость точки короткого замыкания обеспечивается при работе алгоритма локализации точки короткого замыкания. Для корректной работы алгоритма, а соответственно и централизованной защиты дальнего резервирования, необходимо, чтобы в общей функции рассогласования, которая применяется для определения точки короткого замыкания, компоненты от всех источников питания имели равноценный вес. В случае, если какая-то из компонент имеет больший вес, её необходимо исключить из общего расчета функции рассогласования. При этом исключение компоненты от данного источника должно происходить в расчете функций рассогласования во всех точках КЗ.

При этом, стоит отметить, что при КЗ в узле, от которого отходят несколько линий, будет наблюдаться эффект неразличимости точки КЗ

При коротком замыкании в узле сети, метод локализации точки короткого замыкания будет идентифицировать как обнаруженные все отходящие от этого узла линии, для которых функция рассогласования будет укладываться в точность отбора в 20% от минимальной найденной функции рассогласования в узле сети (как на удаленном конце линии, так и в дополнительных узлах на линии). Данное решение обусловлено необходимостью определения линии с КЗ, т.е. определения минимальной функции рассогласования, а также ближайших к ней по величине. В противном случае, метод не будет идентифицировать линию – поиск поврежденной линии будет останавливаться на минимальной найденной функции рассогласования. На практике возможно снижение величины точности отбора – величина будет определяться как топологией электрической сети (длины и тип линий и т.д.), так и параметрами источников питания, их взаимным расположением и имеющимися измерениями в электрической сети.

На втором этапе для оценки устойчивости метода локализации точки короткого замыкания к ошибкам в измерениях, а также с учетом полученных результатов для эталонного случая, расчет проводится для отобранных линий, имеющих «наилучшую» наблюдаемость точки короткого замыкания. В исследуемой электрической сети, ввиду своего расположения по отношению к источникам питания, данными линиями являются линии 3 – 7, 5 – 6, 6 – 7.

В таблицах 4.5 – 4.7 красным цветом выделены результаты, получившиеся при введении ошибки в измерения дополнительно к тем результатам, которые были найдены для эталонного случая. Как видно из таблиц 4.5 – 4.7, метод локализации точки короткого замыкания является достаточно устойчив к наличию ошибки в измерениях.



### 4.3 Выводы по четвертой главе

1. Применение централизованной защиты дальнего резервирования позволяет избежать необходимости согласования ступеней резервных защит посредством выдержек времени и зон пусковых органов.

2. При работе алгоритма локализации точки короткого замыкания линией, на которой лучше всего определяется тип короткого замыкания и его наличие, является линия, максимально отдаленная от всех источников питания в сети. Другими словами, чем больше удалена точка короткого замыкания от источников питания, тем большая наблюдаемость точки короткого замыкания обеспечивается при работе алгоритма локализации точки короткого замыкания. Это объясняется тем, что при применении в качестве функции рассогласования Евклидовой нормы (суммы квадратов) без весовых коэффициентов, учитывающих расположение точки короткого замыкания от источников питания, при приближении точки к одному из них, компонента тока короткого замыкания этого источника будет существенно больше остальных компонент и их изменение не будет существенно менять саму функцию рассогласования (сумму квадратов), что приведет к потере наблюдаемости точки короткого замыкания. Ввиду этого, при приближении к одной из точек измерений компонента этого измерения должна быть исключена из расчета функции рассогласования. При этом исключение данного измерения должно происходить в расчете функций рассогласования во всех точках короткого замыкания. Дополнительно стоит отметить, что добавление весовых коэффициентов в функцию рассогласования возможно по аналогии с методами оценивания состояния, в которых они применяются. Таким образом, применение подходов и методов оценивания состояния является перспективным к применению в предложенном методе локализации точки короткого замыкания.

3. При коротком замыкании в узле сети, алгоритм локализации точки короткого замыкания будет идентифицировать как обнаруженные все отходящие от этого узла линии, для которых функция рассогласования будет

укладываться в точность отбора в 20% от минимальной найденной функции рассогласования в узле сети (как на удаленном конце линии, так и в дополнительных узлах на линии). Данное решение обусловлено необходимостью определения линии с коротким замыканием, т.е. определения минимальной функции рассогласования, а также ближайших к ней по величине. В противном случае, алгоритм не будет идентифицировать именно линию – алгоритм поиска поврежденной линии будет останавливаться на минимальной найденной функции рассогласования. На практике возможно снижение величины точности отбора – величина будет определяться как топологией электрической сети (длины и тип линий и т.д.), так и параметрами источников питания, их взаимным расположением и имеющимися измерениями параметров электрической сети.

4. Алгоритм локализации точки короткого замыкания оказывается достаточно устойчив к ошибкам в измерениях тока и напряжения на линиях, электрически удаленных от точек, в которых расположены синхронизированные векторные измерения на источниках питания.

5. На сегодняшний день устройства синхронизированных векторных измерений должны устанавливаться в системообразующей сети 500 кВ и на источниках питания, однако не на всех подстанциях распределительной сети 110 – 220 кВ. Если точка короткого замыкания не наблюдаема с точки зрения ее локализации в отдельных частях электрической сети, необходима доустановка устройств синхронизированных векторных измерений внутри этой сети, чтобы обеспечить корректную работу алгоритма локализации точки короткого замыкания.

## Заключение

1. Предложена структура централизованной защиты дальнего резервирования, работающая по данным синхронизированных векторных измерений источников питания в частично наблюдаемой электрической сети.

2. Разработан метод фиксации скачкообразного изменения режима по данным синхронизированных векторных измерений токов и напряжений на источниках питания в электрической сети на интервале времени трех периодов промышленной частоты (60 мс). Данный метод позволяет отстроить централизованную защиту дальнего резервирования от электромеханических переходных процессов.

3. Разработан метод локализации точки короткого замыкания по данным синхронизированных векторных измерений токов и напряжений на источниках питания в распределительной сети 110 – 220 кВ. В методе моделируются режимы короткого замыкания в различных точках контролируемой электрической сети по измеренным напряжениям в отдельных точках этой сети, а также выявляется невязка (функция рассогласования) между расчётными и измеренными токами в отдельных точках этой сети для каждого из моделируемых режимов работы сети. Точка короткого замыкания идентифицируется как точка, соответствующая минимальной невязке (функции рассогласования) по токам. Время идентификации типа и места короткого замыкания для одной точки при тестировании на исследуемой сети составило 23 секунды на Intel Core i9-10900KF в электрической сети из семи узлов.

4. Сформулированы критерии применимости метода фиксации скачкообразного изменения режима в электрической сети, метода локализации точки короткого замыкания в частично электрической сети, а также критерии применимости структуры централизованной защиты дальнего резервирования, реализуемой на едином сервере по данным синхронизированных векторных измерений токов и напряжений на источниках питания.

5. Разработан алгоритм контроля срабатывания централизованной защиты дальнего резервирования и разрешения срабатывания ступеней дальнего резервирования, реализованный на существующем локальном устройстве релейной защиты и автоматики. Алгоритм реализован с двумя выдержками времени – штатной и увеличенной. Работа со штатной выдержкой времени предполагается только при условии получения команды разрешения от централизованного сервера релейной защиты, а работа с увеличенной выдержкой времени не требует дополнительных условий и происходит даже в условиях отсутствия связи с централизованным сервером релейной защиты.

6. Показано влияние расположения синхронизированных векторных измерений токов и напряжений в частично наблюдаемой электрической сети, необходимых для достоверной работы централизованной защиты дальнего резервирования.

7. Направления дальнейших исследований заключаются в доработке метода локализации точки короткого замыкания в электрической сети по данным синхронизированных векторных измерений на источниках питания, а именно:

- добавление в функцию рассогласования определения поврежденной линии весовых коэффициентов для устранения эффекта превалирующего измерения (на фоне остальных) при приближении точки короткого замыкания к этому измерению;
- проверка работоспособности разработанного метода локализации по псевдоизмерениям внутри исследуемой сети в случае отсутствия измерений на источниках питания либо их недостаточности для однозначного определения поврежденной линии;
- разработка методики определения точки короткого замыкания по годографу функции рассогласования посредством итерационного расчета внутри обнаруженной поврежденной линии.

## Список терминов и сокращений

CIGRE Conseil International des Grands Réseaux Electriques  
(Международный совет по большим электрическим системам);

IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers (Институт инженеров электротехники и электроники);

LARS Least Angle Regression and Shrinkage (Метод наименьших углов);

LASSO Least Absolute Shrinkage and Selection Operator (Оператор наименьшего сокращения и выбора);

WAMS Wide Area Monitoring System (Глобальная система мониторинга);

WLS Weighted Least Squares (Метод взвешенных наименьших квадратов);

АХ – асинхронный ход;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ВОЛС – волоконно-оптическая линия связи;

ВТ – вычислительный тракт;

ВЧ – высокочастотный;

ДЗ – дистанционная защита;

ЕЭС – единая энергосистема;

КЗ – короткое замыкание;

КСВД – концентратор синхронизированных векторных данных;

ЛЭП – линия электропередачи;

МП РЗА – микропроцессорная релейная защита и автоматика;

НН – низкое напряжение;

ОИК – оперативный измерительный комплекс;

ОМП – определение места повреждения;

ПО – пусковой орган;

РДУ – региональное диспетчерское управление;

РЗ – релейная защита;

РЗА – релейная защита и автоматика;

- СВИ – автоматика ограничения снижения частоты;
- СК – синхронные качания;
- СМНР – система мониторинга переходных режимов;
- СН – среднее напряжение;
- ТКЗ – точка короткого замыкания;
- ТН – трансформатор напряжения (измерительный);
- ТНЗНП – токовая направленная защита нулевой последовательности;
- ТТ – трансформатор тока (измерительный);
- УСВИ – устройство синхронизированных векторных измерений.
- УУН – уравнения узловых напряжений;
- ФССС – фиксация скорости снижения сопротивления;
- ФЧХ – фазочастотная характеристика;
- ЦЗДР – централизованная защита дальнего резервирования;
- ЦПС – цифровая подстанция;
- ЭДС – электродвижущая сила.

## Список литературы

- [1] Идельчик В.И. Расчеты установившихся режимов электрических систем / Под ред. В.А. Веникова. М.: «Энергия», 1977. 192 с.
- [2] Веников В.А., Зуев Э.Н., Строев В.А. Электрические системы. Электрические сети учеб. для студентов вузов, обучающихся по направлению “Энергетика и энергомашиностроение.” 2nd ed. Москва: Высш. шк., 1998 – 510 с.
- [3] Схема ЛЭП и электроснабжения России. [Электронный ресурс]: [сайт] URL: <https://frexosm.ru/power/#10.37/51.6883/55.2261>. (Дата обращения: 19 августа 2024).
- [4] «Правила устройства электроустановок (ПУЭ-6 и ПУЭ-7)». Раздел 3. Защита и автоматика. (издание шестое с изменения отдельных глав в седьмом издании. Приказ Минэнерго от 08.07.2002 № 204).
- [5] Годовой отчет Публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» за 2021 год. Утвержден общим собранием акционеров «ПАО ФСК ЕЭС» от 28.06.2022 (протокол от 28.06.2022 №26).
- [6] Годовой отчет Публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания — Россети» за 2022 год. Утвержден общим собранием акционеров ПАО «Россети» от 29.05.2023 (протокол от 31.05.2023 № 619).
- [7] Годовой отчет Публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания — Россети» за 2023 год. Утвержден общим собранием акционеров ПАО «Россети» от 28.06.2024 (протокол от 28.06.2024 № 30).
- [8] Удрис, А.П. Релейная защита воздушных линий 110-220 кВ типа ЭПЗ-1636 / А.П. Удрис. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 141 с.
- [9] Ziegler, G. Numerical distance protection: principles and application 4th ed Publicis Erlangen, 2011 pp. 420.
- [10] Elmore, W.A., Protective relaying theory and applications, 2005, Marcel Dekker Inc, New York, pp399.
- [11] Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – М.: Энергосервис, 2003. – 368 с.
- [12] ГОСТ Р 59364-2021 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Норма и требования, ГОСТ от 14 апреля 2021 года №213-ст.
- [13] ГОСТ Р 59365-2021 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Концентраторы синхронизированных векторных данных. Норма и требования, ГОСТ от 14 апреля 2021 года №215-ст.
- [14] Куликов А.Л., Лукичева И.А. Определение места повреждения линии электропередачи по мгновенным значениям осциллограмм аварийных событий // Вестник ИГЭУ, №5, 2016, с. 1-6.

- [15] Абрамочкина Л.В. «Повышение точности определения места повреждения воздушных линий электропередачи по параметрам предаварийного и аварийного режимов», Диссертация на соискания ученой степени кандидата технических наук, Томск, 2014 – 167 с.
- [16] Куликов А.Л., Жафяров А.Р., Подшивалин А.Н., Обалин М.Д. «Идентификация поврежденного участка воздушной линии - электропередачи методом расчета расстояний» / А.Л. Куликов, А.Р. Жафяров, А.Н. Подшивалин, М.Д. Обалин, Релейная защита и автоматизация, Номер 2 (55), С. 36 – 45, 2024 г.
- [17] Шалыт Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях: учеб. для вузов. – М.: Энергоиздат, 1982. – 312 с.
- [18] Аржанников Е.А., Лукоянов В.Ю., Мисриханов М.Ш. Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи / под ред. В.А. Шуина. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 272 с.
- [19] Устинов А.А. «Разработка и совершенствование методов определения места повреждения на трехфазных и четырехфазных воздушных линиях электропередачи высокого напряжения», Диссертация на соискания ученой степени кандидата технических наук, Иркутска, 2015 – 204 с.
- [20] Бремерман Г. Распределения, комплексные переменные и преобразования Фурье. М.: Мир, 1968. — 276 с.
- [21] Куликов А.Л., Осокин В.Ю. «Определение местоположения двойных замыканий на землю в распределительных сетях с изолированной нейтралью» / А.Л. Куликов, В.Ю. Осокин, Интеллектуальная электротехника, Номер 1 (25), С. 58 – 69, 2024 г.
- [22] Слuzова А.В., Куликов А.Л. «Задача распознавания поврежденного участка линии при ОМП» / А.В. Слuzова, А.Л. Куликов, Актуальные проблемы электротехники, Сборник научно-технических статей IX Всероссийской (XII Региональной) научно-технической конференции. Нижний Новгород, С. 294 – 299, 2023 г.
- [23] Слuzова А.В., Куликов А.Л. «Метод последовательного распознавания поврежденного участка при определении места повреждения на высоковольтных воздушных линиях электропередачи» / А.В. Слuzова, А.Л. Куликов, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЕЖИ – 2023. Материалы XIII Международной научно-технической конференции: в 2 томах. Том 1, С. 280 – 281, 2023 г.
- [24] Куликов А.Л., Папков Б.В., Лоскутов А.А. «Процедуры последовательного анализа при определении мест повреждений высоковольтных воздушных линий электропередачи» / А.Л. Куликов, Б.В. Папков, А.А. Лоскутов, МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ИССЛЕДОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ БОЛЬШИХ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ, Материалы 95-го заседания Международного научного семинара. Том Выпуск 74, С. 373 – 383, 2023 г.
- [25] Куликов А.Л., Илюшин П.В., Лоскутов А.А. «Применение алгоритмов поиска при определении мест повреждений на воздушных линиях электропередачи по параметрам аварийного режима» / А.Л. Куликов, П.В.



- Илюшин, А.А. Лоскутов, ИЗВЕСТИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК. ЭНЕРГЕТИКА. Номер 5, С. 40 – 59, 2023 г.
- [26] Kulikov A., Ilyushin P., Loskutov A., Filippov S. «Application of search algorithms in determining fault location on overhead power lines according to the emergency mode parameters» / A. Kulikov, P. Ilyushin, A. Loskutov, S. Filippov, ALGORITHMS, Том 16 Номер 4, С. 189, 2023 г.
- [27] Куликов А.Л., Севостьянов А.А., Лоскутов А.А., Илюшин П.В. «Определение места повреждения воздушных ЛЭП на основе метода наименьших квадратов в условиях отклонения показателей качества электроэнергии от нормативных значений» / А.Л. Куликов, А.А. Севостьянов, А.А. Лоскутов, П.В. Илюшин, ЭНЕРГИЯ ЕДИНОЙ СЕТИ. Номер 3-4 (70), С. 10 – 19, 2023 г.
- [28] Куликов А.Л., Лоскутов А.А., Подшивалин А.Н., Жафяров А.Р., Обалин М.Д. «Метод формирования групповых алгоритмов при определении мест повреждения высоковольтных линий электропередачи» / А.Л. Куликов, А.А. Лоскутов, А.Н. Подшивалин, А.Р. Жафяров, М.Д. Обалин, ЭНЕРГЕТИК. Номер 6, С. 3 – 9, 2024 г.
- [29] Жуков А.В., Сацук Е.И., Дубинин Д.М., Опалев О.Л., Уткин Д.Н. «Вопросы применения технологии синхронизированных векторных измерений для задач мониторинга эксплуатационного состояния электрооборудования» / А.В. Жуков, Е.И. Сацук, Д.М. Дубинин, О.Л. Опалев, Д.Н. Уткин, ЭНЕРГЕТИК. Номер 9, С. 3 – 8, 2017 г.
- [30] Левченко И.И., Засыпкин А.С.1, Сацук Е.И. «Определение места повреждения на воздушной линии методом двукратного замера тока короткого замыкания на землю при плавке гололеда постоянным током» / И.И. Левченко, А.С. Засыпкин, Е.И. Сацук, КИБЕРНЕТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ. Материалы XXV сессии семинара "Электроснабжение промышленных предприятий". Министерство образования и науки Российской Федерации, Южно-Российский государственный технический университет (НПИ), НИИ энергетики ЮРГТУ (НПИ), С. 55 – 56, 2004 г.
- [31] Беркович М.А., Молчанов В.В., Семенов В.А. Основы техники релейной защиты. Изд: 6. М.: Энергоатомиздат, 1984. 376 с.
- [32] Циглер Г. Цифровая дистанционная защита: принципы и применение. – Перевод с англ. Под ред. Дьякова А.Ф. – М.: Энергоиздат, 2005 – 322 с.
- [33] Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учеб. Пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
- [34] Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.
- [35] Walter A. Elmore Protective Relaying Theory and Applications. – Marcel Dekker, Inc. – 2003. – 426 с.
- [36] Степанов В.С., Солонина Н.Н., Смирнов А.С., Суслов К.В., Солонина З.В. Использование РМУ для определения места короткого замыкания линии электропередачи // Вестник ИрГТУ. 2013. №6 (77). 5 с.

- [37] Куликов А. Л., Вуколов В. Ю., Шарыгин М. В., Бездушный Д. И. Темирбеков Ж. Алгоритм определения места повреждения линии электропередачи с ответвлениями // Вестник НГИЭИ. 2017. № 9 (76). С. 29–38.
- [38] Xi Chen, Zaibin Jiao, "Accurate Fault Location Method of Distribution Network with Limited Number of PMUs", 2018, Member, IEEE, School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, pp. 1-5.
- [39] M. Shiroei, Student member S. Daniar, and M. Akhbari "A New algorithm for Fault Location on Transmission Lines", 2009, IEEE, pp. 1-6.
- [40] Shen Hong-yu, Zhang Wen-jun, Duan Yu-bo, Xu Jian-jun "A new PMU-based fault location algorithm for three-terminal", *Advanced Materials Research*, vol. 634-638, 2013, pp. 3925-3929.
- [41] Mohammadreza Ahmadiania, JavadSadeh "A New PMU-Based Fault Location Scheme Considering Current Transformers Saturation", *Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE)*, vol. 28, 2020, IEEE, pp. 1-4.
- [42] He Wen, He Zhengyou, and Mai Ruikun "A PMU-based Dynamic Fault Location Estimation", *College of Electrical Engineering, Southwest Jiaotong University*, 2010, IEEE, pp. 1-4.
- [43] Ahmed Saber, Ahmed Emam, Hany Elghazaly "A threshold free PMU-based fault location scheme for multi-end lines", *Electrical Power Engineering Department, Cairo University*, 2020, pp. 1-9.
- [44] Xiaoyang Tong, Kenneth M. Hopkinson, Yongkang Zheng, Wenchao Lian "A Two-Stage Hybrid Online Fault Detection Method Based on Wide-Area Protection and Limited PMUs", *International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies*, 2016, IEEE, pp. 1-7.
- [45] Chun Wang, Chun-Xia Dou, Xin-Bin Li, Qing-Quan Jia "A WAMS (PMU)-based fault location technique", *Electric Power Systems Research*, vol. 77, 2006, pp. 936-945.
- [46] M. Ahmadiania, J. Sadeh "An Accurate PMU-Based Fault Location Scheme for Shunt-Compensated Transmission Lines", *Iranian Journal of Electrical and Electronic Engineering*, Vol. 17, No. 4, 2021, pp. 1-14.
- [47] FAN Chunju, DU Xiuhua, LI Shengfang, YU Weiyong "An Adaptive Fault Location Technique Based on PMU for Transmission Line", *Dep. of Electrical Engineering Shanghai JiaoTong University*, 2007, IEEE, pp. 1-6.
- [48] S. Roy, Dr. P.S. Babu "An Advanced Fault Locating Technique with WAMS based Backup Protection Scheme for Power System with Simultaneous Faults", *Balkan Journal of Electrical & Computer Engineering*, vol. 1, 2016, pp. 1-14.
- [49] Seyed Hossein Mortazavi, JavadSadeh "An analytical fault location method based on minimum number of installed PMUs", *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 26, 2016, pp. 253-273.
- [50] Saptarshi Roy, P Suresh Babu, N V Phanendra Babu, Abhishek Kumar "An Efficient Fault Locating Technique with Backup Protection Scheme Using Wide Area Measurement for Power System with Simultaneous Faults", *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, vol. 9 №1, 2017, pp. 1-26.

- [51] Quanyuan Jiang, Member, IEEE, Bo Wang, Xingpeng Li "An Efficient PMU-Based Fault-Location Technique for Multiterminal Transmission Lines", 2017, pp. 1-9.
- [52] D.M. Timofeev, T.G. Klimova "Analysis of possibility of using PMU based methods for providing the correct operation of distance protection", Relay Control and Automation of Electrical Power Systems, 2018, IEEE, pp. 1-14.
- [53] Majid Dashtdar, Masoud Dashtdar "Fault Location in Distribution Network Based on Phasor Measurement Units (PMU)", The Scientific Bulletin of Electrical Engineering Faculty, 2019, pp. 1-7.
- [54] Chen Fang, Zhi Wu, Zhixiong Shi, Wei Gu, Yang Peng, PengchenNie "Fault Location in Distribution Networks Using PMU Data and Interval Algorithm", IEEE, 2019, pp. 1-6.
- [55] Stéphan D. Picard, Mark G. Adamiak, Vahid Madani "Fault Location using PMU Measurements and Wide-area Infrastructure", IEEE, 2015, pp. 1-6.
- [56] Arthur Mouco, A. Abur "Improvement of Fault Location Method Based on Sparse PMU Measurements", North American Power Symposium (NAPS), IEEE, 2017, pp. 1-5.
- [57] Hamid Mirshekali, Rahman Dashti, Ahmad Keshavarz, Hamid Reza Shaker "Machine Learning-Based Fault Location for Smart Distribution Networks Equipped with Micro-PMU", 2022, pp. 1-18, <https://doi.org/10.3390/s22030945>
- [58] AzriyenniAzhariZakri, Mohd Wazir Mustafa, Herman Syaibi, IbimSofimieari "Monitoring Fault Diagnosis Based on Phasor Measurement Unit at Wide Area Systems", IEEE Conference on Energy Conversion (CENCON), IEEE, 2019, pp. 1-5.
- [59] Haiping Yin, Student Member, IEEE, Lingling Fan, Senior Member, IEEE "PMU data-based fault location techniques", North American Power Symposium, IEEE, 2010, pp. 1-7.
- [60] Jose J. Chavez, Nidarshan Veera Kumar, Sadegh Azizi, Jose L. Guardado, Jose Rueda, Peter Palensky, Vladimir Terzija, Marjan Popov "PMU-voltage drop based fault locator for transmission backup protection", International Conference on Power Systems Transients, vol. 196, 2021, pp. 1-8.
- [61] Zengping Wang, Yagang Zhang, Jinfang Zhang "Principal Components Fault Location Based on WAMS (PMU) Measure System", IEEE Power and Energy Society General Meeting, IEEE, 2011, pp. 1-5.
- [62] Mengsheng Zhang, Yi Wang, Zhiguo Zhou, Zufu Li "Research on Fault Location Based on PMU for Multi-source Distribution Network", IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Conference, IEEE, 2016, pp. 1-6
- [63] Wang Bo, Quanyuan Jiang, Yijia Cao "Transmission Network Fault Location Using Sparse PMU Measurements" International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, 2009, pp. 1-6.
- [64] N Buryanina, Yu Korolyuk, M Koryakina, K Suslov, N Solonina, E Lesnykh "Use of the PMU Infrastructure to Determine the Location of Short-circuit Power Lines", IV International Scientific and Technical Conference "Energy Systems", vol. 791, 2020, pp. 1-9.

- [65] EitharNashawati, Member, IEEE, Rafael Garcia, Member, IEEE, Todd Rosenberger, Member, IEEE "Using Synchrophasor for Fault Location Identification", 65th Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2012, pp. 1-8.
- [66] Катеров Ф.В., Ремесник Д.В. Обзор топографических методов определения места повреждения линий электропередач // Internationalscientificreview, 2016, № 13 (23), с. 24-25.
- [67] Пленков Э.Р. Синхронизация векторов токов и напряжений при определении места повреждения на воздушных линиях электропередачи. Вестник Иркутского государственного технического университета. 2018; 22(12):202–210., с. 1-9, DOI: 10.21285/1814-3520-2018-12-202-210
- [68] M. Dragomir, A. Miron, M. Istrate, A. Dragomir "A review of Impedance-based Fault Location Approaches for Transmission Lines", International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering, 2014, pp. 1-4.
- [69] Mohammad Gholami, Ali Abbaspour, MoeinMoeini-Aghaie, Member, IEEE, Mahmud Fotuhi-Firuzabad, Fellow, IEEE, Matti Lehtonen "Detecting the Location of Short-Circuit Faults in Active Distribution Network Using PMU based State Estimation", IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 11, iss. 2, 2019, pp. 1396-1406.
- [70] S. S. Geramian, H. AskarianAbyane, Member IEEE, K. Mazlumi "Determination of Optimal PMU Placement for Fault Location Using Genetic Algorithm", 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power, 2008, pp. 1-5.
- [71] K Suslov, N Solonina, Z Solonina, AAkhmetshin "Development of the method of determining the location of a short circuit in transmission lines", International Conference on Actual Issues of Mechanical Engineering, vol. 2061, 2021, pp. 1-10.
- [72] Chunyan Rong, Chuncheng Cao, Hangli Jian, Jiang Li, Jikai Chen "Fault Location Technology of Transmission Line and Asynchronous Phasor Measurement from PMUs", 4th IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration, 2020, pp. 1-6.
- [73] ГОСТ Р 59365-2021 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Устройства синхронизированных векторных измерений. Норма и требования, ГОСТ от 14 апреля 2021 года №214-ст.
- [74] ГОСТ Р 58887-2020 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Дистанционная и токовые защиты линий электропередачи и оборудования классом напряжения 110 - 220 кВ, ГОСТ от 27 августа 2020 года №58887-2020.
- [75] Приказ №546 Министерство энергетики Российской Федерации. Об утверждении требований к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию в составе энергосистемы и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. №80, от 13 февраля 2019 г. №100, от 13 февраля 2019 г. №101, Приказ от 10 июля 2020 года №546.

- [76] Приказ №101 Министерство энергетики Российской Федерации. Об утверждении требований к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики, а также к принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, Приказ от 13 февраля 2019 года №101.
- [77] IEEE C37.118.1-2011 // Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems
- [78] IEEE C37.118.2-2011 // Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems
- [79] Guangyu Feng, Ali Abur "Identification of Faults Using Sparse Optimization", Fifty-second Annual Allerton Conference, 2014, pp. 1-6.
- [80] Guangyu Feng, Student Member, IEEE, and Ali Abur, Fellow, IEEE "Fault Location Using Wide-Area Measurements and Sparse Estimation", IEEE Transactions on Power Systems, 2015, pp. 1-8.
- [81] Ednardo Rocha, Max Pimentel Filho, Melinda Cruz, Marcos Almeida, Manoel Medeiros Júnior "A New Linear State Estimator for Fault Location in Distribution Systems Based on Backward-Forward Currents Sweep", Energies, 2020, pp. 1-23.
- [82] Ahmet Öner, Murat Göl "Fault Location Based on State Estimation in PMU Observable Systems", IEEE, 2016, pp. 1-5.
- [83] CIGRE Technical brochure 664 Wide area protection & control technologies CIGRE Paris 2016 pp. 154.
- [84] CIGRE Technical brochure 359 Modern distance protection. Functions and applications CIGRE Paris 2008 pp. 251.
- [85] Кононов Ю.Г., Левченко И.И., Сацук Е.И., Тучина Д.С. «О точности синхронного времени в ЕЭС России» / Ю.Г. Кононов, И.И. Левченко, Е.И. Сацук, Д.С. Тучина, ВЕСТНИК СЕВЕРО – КАВКАЗСКОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО УНИВЕРСИТЕТА. Номер 6 (75), С. 15 – 27, 2019 г.
- [86] Шнеерсон, Эдуард Менделевич. Динамика сложных измерительных органов релейной защиты / Э. М. Шнеерсон. - Москва : Энергоиздат, 1981. - 209 с.
- [87] P.Horton, S.Swain, Using superimposed principles ( $\Delta$ ) in protection techniques in an increasingly challenging power network.
- [88] Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. М.: Энергоатомиздат, 2007.
- [89] Ильин В.А., Поздняк Э.Г. Основы математического анализа. М.:1965.
- [90] Зорич В. А. Математический анализ. Часть I. — 6-е изд, до- полн.— М.: МЦНМО, 2012.
- [91] Federico Milano Power System Modelling and Scripting, Springer, Berlin, 2010 pp. 558.
- [92] Tavlintsev, A. S.; Suvorov, A. A.; Gusev, S. A.; Staymova, E. D.; Zicmane, Inga; Berzina, Kristina. / Search for the single-type load schedules of the power facility. 2018 IEEE 59th Annual International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University, RTUCON 2018 - Proceedings. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2018.

- [93] T.A. Davis, S. Rajamanickam, W.M. Sid-Lakhdar A survey of direct methods for sparse linear systems Technical Report, Department of Computer Science and Engineering, Texas A&M Univ, April 2016.
- [94] Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. М.-Л.: Энергия, 1964. - 704 с.
- [95] Вагнер К.Ф., Эванс Р.Д. Метод симметричных составляющих. Перевод с англ. М.-Л.: ОНТИ НКТП СССР, 1936. - 407 с..
- [96] Wagner, C.F. Symmetrical components/ C.F. Wagner, R.D. Evans -New York: McGraw-Hill, 1933. - 258 p.
- [97] Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – 4 – е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- [98] Руководящие указания по релейной защите. Расчёты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110 – 750 кВ. Выпуск 11 – М.: Энергия, 1979. – 151 с.
- [99] Castello, Paolo et al. "A Statistical Investigation of PMU Errors in Current Measurements." 2023 IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC) n. pag. Web.
- [100] Castrup, H. «Selecting and Applying Error Distributions in Uncertainty Analysis», 2004 Measurement Science Conference, Anaheim, 2004, 32 p.
- [101] S. Soni, S. Bhil, D. Mehta and S. Wagh, "Linear state estimation model using phasor measurement unit (PMU) technology," 2012 9th International Conference on Electrical Engineering, Computing Science and Automatic Control (CCE), Mexico City, Mexico, 2012, pp. 1-6.
- [102] Chenxi Xu and A. Abur, "Robust linear state estimation with equality constraints," 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, USA, 2016, pp. 1-5.
- [103] R. Khalili and A. Abur, "Three-phase Linear State Estimation Based on SCADA and PMU Measurements," 2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Espoo, Finland, 2021, pp. 01-05.
- [104] Dobakhshari, AS, Abdolmaleki, M, Terzija, V et al. (2021) Robust Hybrid Linear State Estimator Utilizing SCADA and PMU Measurements. IEEE Transactions on Power Systems, 36 (2). pp. 1264-1273.
- [105] Куликов А.Л., Колобанов П.А., Подшивалин А.Н., Жафяров А.Р. «Одностороннее определение места повреждения высоковольтных воздушных линий электропередачи с учётом реактивной составляющей сопротивления повреждения» / А.Л. Куликов, П.А. Колобанов, А.Н. Подшивалин, А.Р. Жафяров, Электрические станции, Номер 2 (1111), С. 50 – 59, 2024 г.
- [106] Куликов А.Л., Илюшин П.В. «Применение аналитического метода для оценки погрешности определения мест повреждений на воздушных линиях электропередачи по параметрам аварийного режима» / А.Л. Куликов, П.В. Илюшин, Энергетик, Номер 3, С. 3 – 8, 2024 г.

- [107] Куликов А.Л., Колобанов П.А., Лоскутов А.А., Подшивалин А.Н. «Определение места повреждения высоковольтных воздушных линий электропередачи при повреждениях в измерительных цепях напряжения» / А.Л. Куликов, П.А. Колобанов, А.А. Лоскутов, А.Н. Подшивалин, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределения, Номер 3 (84), С. 112 – 117, 2024 г.
- [108] П.И. Бартоломей, **С.Е. Шендер**, М.Д. Сенюк, В.В. Классен «Централизованная защита дальнего резервирования в частично наблюдаемой электрической сети на основе синхронизированных векторных измерений» // Электротехнические системы и комплексы. 2024. № 3(64). С. 12-22. [https://doi.org/10.18503/2311-8318-2024-3\(64\)-12-22](https://doi.org/10.18503/2311-8318-2024-3(64)-12-22). (ВАК).
- [110] М.Д. Сенюк, А.В. Паздерин, А.С. Бердин, А.А. Савосина, **С.Е. Шендер** «Идентификация типа короткого замыкания в электрических сетях на основе ансамблевых методов машинного обучения и синхронизированных векторных измерений» // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. №4 (85), июль-август 2024. С. 81-91. (ВАК).
- [111] A.V. Pazderin, K.I. Aprosin, **S.E. Shender**, Y.V. Ivanov, M.A. Porozkov «Wams Based Short-Circuit Point Localization Algorithm for Unsupervised High Voltage Power Network by Power Supply Sources Measurements», IEEE, 2023 6th International Scientific and Technical Conference on Relay Protection and Automation (RPA), pp. 1-11. DOI: 10.1109/RPA59835.2023.10319856. (Scopus).
- [112] А.В. Паздерин, К.И. Апросин, **С.Е. Шендер** // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ №2022664524, 01.08.2022.
- [113] И. Ф. Гатауллин, А.Д. Каппес, М. А. Порозков, **С. Е. Шендер**, Ю.В. Иванов, В.В. Костромина, К.И. Апросин, Исследование преимуществ фиксации ступенчатого изменения сигнала по данным векторного замера для целей релейной защиты, Релейщик, №3 2023, С. 10-14.
- [114] И.Ф. Гатауллин, А.Д. Каппес, М. А. Порозков, **С. Е. Шендер**, Ю.В. Иванов, В.В. Костромина, К.И. Апросин, Исследование преимуществ фиксации ступенчатого изменения сигнала по данным векторного замера для целей релейной защиты, Сборник трудов, 2023, Электроэнергетика глазами молодежи 2023. Том 1. С. 208-215.
- [115] К.И. Апросин, **С.Е. Шендер**, Алгоритм локализации точки короткого замыкания в ненаблюдаемой электроэнергетической сети по замерам УСВИ узлов питания, Сборник трудов, 2022, Электроэнергетика глазами молодежи 2022. Том 1. С. 237-240.
- [116] К.И. Апросин, **С.Е. Шендер**, М.А. Порозков, Ю.В. Иванов, Централизованная резервная защита ненаблюдаемой распределительной сети, Релейщик, 01 (42) 2022. С. 18-23.