

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого
Президента России Б.Н. Ельцина»

На правах рукописи



Шендер Сергей Евгеньевич

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

2.4.3. Электроэнергетика

Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата

технических наук

Екатеринбург – 2024

Работа выполнена на кафедре «Автоматизированные электрические системы» Уральского энергетического института Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор,
Паздерин Андрей Владимирович

Официальные оппоненты:

Куликов Александр Леонидович, доктор технических наук, профессор, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева», профессор кафедры «Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника»;

Сацук Евгений Иванович, доктор технических наук, доцент, Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы», г. Москва, начальник службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики;

Суслов Константин Витальевич, доктор технических наук, доцент, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ», г. Москва, профессор Института гидроэнергетики и возобновляемых источников энергии.

Защита состоится 11 декабря 2024 г. в 12:30 ч на заседании диссертационного совета УрФУ 2.4.10.26 по адресу: 620062, г. Екатеринбург, ул. Мира, д. 19, ауд. И-420 (зал Ученого совета).

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», <https://dissovet2.urfu.ru/mod/data/view.php?d=12&rid=6495>.

Автореферат разослан « » ноября 2024 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Самойленко Владислав Олегович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. 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. В ЕЭС России значительная часть распределительной сети является сложноразветвленной и состоит из транзитных последовательно соединенных линий, идущих параллельно линиям системообразующей сети. 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. С другой стороны, обеспечение защит распределительной сети имеет ряд особенностей, не характерных для системообразующей сети.

Во-первых, это большое число защищаемых линий, ограничивающее использование в распределительной сети сложных в эксплуатации и дорогостоящих защит. Большая часть линий защищается двумя типами защит: дистанционная защита от междуфазных замыканий и токовая защита нулевой последовательности от однофазных замыканий. 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). 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). Таким сервером является концентратор синхронизированных векторных измерений (КСВД) уровня энергорайона. 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 СМНР 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 встает 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, 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 СМПР 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 СМПР 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;
- разработан алгоритм контроля срабатывания централизованной защиты дальнего резервирования и разрешения срабатывания ступеней дальнего резервирования, реализованный на существующем локальном устройстве РЗА;
- разработан 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 сложносвязанных 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.

Положения, 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 опубликовано 7 научных статей, из них 3 статьи в рецензируемых научных изданиях, определенных ВАК РФ и

Аттестационным советом УрФУ, включая 1 статью в издании, входящем в международную базу цитирования Scopus; зарегистрирована 1 программа для ЭВМ.

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

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность выполненного исследования, сформулированы цели, задачи и научная новизна работы, охарактеризована практическая ценность результатов исследования, выделены основные положения, выносимые на защиту.

В первой главе представлены обзор литературы и результаты её анализа по следующим направлениям:

- способы дальнего резервирования в электрической сети;
- классические методы ОМП в контексте задачи обнаружения ВЛ, на которой произошло короткое замыкание;
- методы ОМП с применением технологии СВИ в контексте задачи обнаружения ВЛ, на которой произошло короткое замыкание.

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.

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 ограничивает применимость дальнего резервирования и вынуждает искать другие пути, обеспечивающие большую чувствительность резервирования.

Другим недостатком дальнего резервирования являются большие выдержки времени срабатывания, определяемые 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 подменной защиты и автоматики (комплекта) – так называемые подменные панели и т.п.

Но даже в случае реализации ЦПС никаким физическим образом нельзя зарезервировать питание оперативным током 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.

В процессе отключения КЗ надо выявлять только поврежденную линию, а для устранения последствий, приведших к отключению, необходима точная локализация повреждений. Для решения данной задачи применяются методы ОМП, позволяющие с некой заданной точностью выявить точку КЗ.

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.п.), так и с точки зрения нарушения питания потребителей, что влечет за собой недоотпуск электроэнергии и, как следствие, существенные финансовые ущербы.

В случае возникновения КЗ успешной работы релейной защиты как таковой недостаточно. Помимо этого, важно оперативно и точно определить место повреждения, т.к. в конечном счете это позволяет быстро восстановить ЛЭП и ввести её в эксплуатацию, что, в свою очередь, приведет к сокращению экономических потерь.

На сегодняшний день существуют и реализованы различные способы определения места повреждения воздушных ВЛ электропередачи.

В целом существующие методы ОМП можно разделить на две основных группы: волновые методы и методы по параметрам аварийного режима.

В таблице 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 – Достоинства и недостатки основных методов ОМП, получивших распространение на практике

Метод ОМП	Принцип работы	Достоинства	Недостатки
Волновой	Фиксируется появление фронта волны, возникшей в результате КЗ, с двух сторон поврежденной линии. По разности времени прихода фронта волны определяется расстояние до точки КЗ.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Довольно высокая точность, не зависящая от типа повреждения. 2. Не чувствителен к переходным сопротивлениям в месте КЗ. 3. Не подвержен снижению точности из-за измерительных погрешностей в трактах измерения токов и напряжений. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Необходимость высокоточных измерений с двух концов линии. 2. Не определяет точно точку КЗ, находящуюся достаточно близко к концу линии (наличие мертвой зоны вблизи измерений). 3. Необходимость обеспечения ВЧ тракта.
	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 расстояние до точки КЗ.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Довольно высокая точность, не зависящая от типа повреждения. 2. Работает по одностороннему измерению, т.е. не требуется установка оборудования с обоих концов линии. 3. Не чувствителен к переходным сопротивлениям в месте КЗ. 4. Не подвержен снижению точности из-за измерительных погрешностей в трактах измерения токов и напряжений. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Необходимость установки передающего оборудования. 2. Точность метода снижается по мере приближения точки КЗ к точке измерения. 3. Необходимость обеспечения ВЧ тракта. 4. Чувствителен к любым соединениям проводов внутри линии.
По параметрам аварийного режима	Работает по измерениям тока и напряжения с одного либо двух концов линии, а также по параметрам схемы замещения сети.	<ol style="list-style-type: none"> 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. 	<ol style="list-style-type: none"> 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.

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 точной синхронизации измерений параметров режима по концам ЛЭП является достаточно нетривиальной.

Технология СВИ позволяет решить вопрос синхронизации измерений параметров режима при наличии измерений с обоих концов ЛЭП, а алгоритмы ОМП, основанные на измерениях СВИ, отличаются от алгоритмов на базе других распределенных систем измерения более высокой точностью и меньшим количеством необходимых расчетов, что объясняется более высокой частотой опроса системы СВИ, чем у системы SCADA-ОИК. Актуальность применения СВИ в задаче ОМП обусловлена лучшими характеристиками данных СВИ в сравнении с данными с ОИК. В таблице 2 приведены сравнительные характеристики данных, получаемых с SCADA-ОИК, и данных СВИ.

Таблица 2 – Сравнительные характеристики данных ОИК и СВИ

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

Данные SCADA-ОИК имеют меньшую частоту дискретизации и точность синхронизации чем данные СВИ. Поэтому данные SCADA-ОИК не могут быть применены для решения задачи локализации точки КЗ в сети непосредственно в процессе ликвидации КЗ устройствами РЗА. Измерения, получаемые от системы SCADA-ОИК, принадлежат к разным электрическим режимам. Учитывая относительно низкую точность 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 дискретизации, имеют привязку к одному электрическому режиму, т.е. отсутствует необходимость дорасчётов, чтобы искусственно привести их к одному режиму. В этом заключается основное достоинство СВИ. Стоит иметь в виду, что существует 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 метода ОМП с СВИ. На основе анализа существующей литературы и предложенных в ней методов ОМП с СВИ можно сделать два основных вывода:

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

Методы ОМП, сопоставляемые по точности, должны находиться в одинаковых условиях с точки зрения используемых исходных данных.

Применение рассмотренных в литературе методов ОМП на базе СВИ ограничено покрытием СВИ существующей электрической сети, т.к. они требуют полной наблюдаемости контролируемой линии или района электрической сети. Остается ряд ситуаций, не рассмотренных и не изученных в существующих исследованиях по ОМП с СВИ, в частности, решение задачи ОМП в ненаблюдаемой сети.

Во второй главе приведено описание структуры централизованной защиты дальнего резервирования, работающей по измерениям УСВИ узлов питания электрической сети. Приводятся критерии применимости данной структуры, а также разбираются ее ограничения. Приведены требования к сети передачи данных, временным задержкам в каналах связи, устройствам РЗА и серверу, на котором выполняются алгоритмы фиксации скачкообразного изменения режима и локализации точки короткого замыкания. На рисунке 1 приведена структура построения централизованной защиты дальнего резервирования.

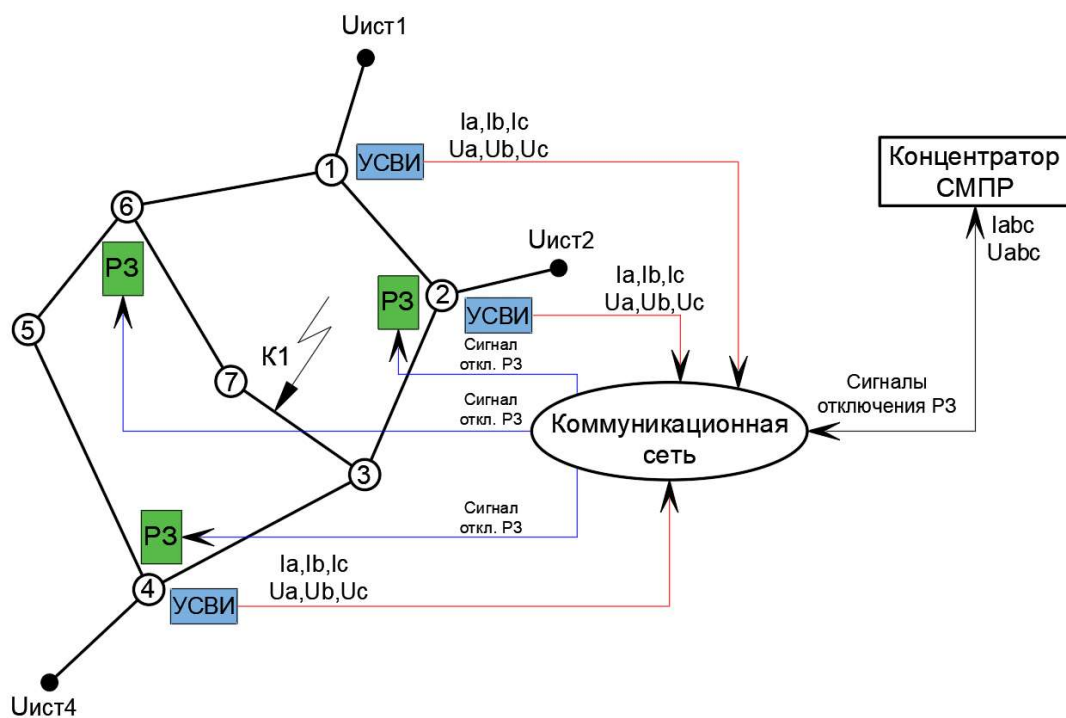


Рисунок 1 – Структура централизованной защиты дальнего резервирования, работающей на данных СМПП

Централизованная защита дальнего резервирования фиксирует скачкообразное изменение режима и локализует точку замыкания (поврежденную линию) по измерениям на источниках питания в распределительной сети, полученным от системы мониторинга переходных режимов.

Измерения токов и напряжений с УСВИ на источниках питания поступают через коммутационную сеть на концентратор СМПП, где непосредственно выполняются алгоритмы фиксации скачкообразного изменения режима и локализации точки короткого замыкания.

При выявлении скачкообразного изменения электрического режима по данным СМПП 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 формируется список команд, разрешающих действие со штатной выдержкой времени специальных ступеней дальнего резервирования, находящихся в составе локальных устройств релейной защиты, установленных на элементах контролируемой сети. Обязательным требованием к РЗ является чувствительность к КЗ внутри второго пояса. Селективность обеспечивается разрешением работы со штатной выдержкой времени только при получении команды разрешения на отключение от алгоритмов централизованной защиты дальнего резервирования, расположенных на сервере СМПП. При этом, в случае потери связи с сервером СМПП, происходит априорное срабатывание резервных ступеней локальных защит с увеличенной выдержкой времени.

Время работы централизованной защиты дальнего резервирования на данных СМПП равно:

$$t_{\text{раб.ЦРЗ}} = t_{\text{СМПП}} + t_{\text{изм.р}} + t_{\text{ЛТКЗ}} + t_{\text{УВ}}$$

где:

- $t_{\text{СМПП}}$ – время доставки данных от УСВИ до концентратора СМПП 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 СМПП уровня РДУ до локальных устройств защиты.

Времена $t_{\text{СМПП}}$ 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, 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 с. Исходя из этого, 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.

Первым критерием применимости централизованной защиты дальнего резервирования является наличие каналов связи между локальными устройствами релейной защиты и сервером СМПР. В качестве каналов связи предполагается использовать существующие каналы связи провайдеров.

Время работы централизованной защиты определяется задержкой выявления факта КЗ и временем доставки команды на подстанцию распределительной сети. Задержка в выявлении замыкания будет равна сумме интервала обновления векторных данных (20 мс) и времени доставки векторных данных на сервер СМПР. Максимальные значения последней известны по опыту эксплуатации системы СМПР 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 вторых ступеней защиты линий (даже в условиях отсутствия отпаек обычно составляет не менее 0.5 с).

Вторым критерием применимости централизованной защиты будет обеспечение 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 СМПР. 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.

Третьим критерием применимости централизованной защиты будет обеспечение 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 СМПР внутри распределительной сети.

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

Четвертым критерием применимости является возможность организовать выдачу управляющего воздействия с необходимыми выдержками времени непосредственно после срабатывания локального устройства релейной защиты, а также алгоритмов централизованной защиты дальнего резервирования, расположенных на сервере СМПР.

В третьей главе приведены описания метода фиксации скачкообразного изменения режима и метода локализации точки короткого замыкания в электрической сети 110 – 220 кВ. Описаны ограничения и границы применимости данных методов. Также в главе представлены реализации алгоритма контроля срабатывания централизованной защиты дальнего резервирования и разрешения срабатывания ступеней дальнего резервирования для двух случаев:

1. Реализация алгоритма в существующем локальном МП РЗА.
2. Реализация алгоритма на промежуточном устройстве, связанном с локальным устройством РЗА.

Показано, что для обеспечения максимально возможной чувствительности при выявлении возникновения КЗ 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 (рисунок 2).

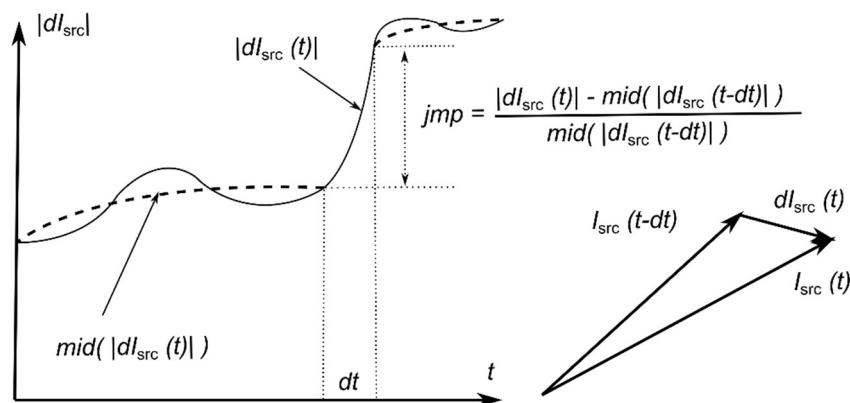


Рисунок 2 – Скачок векторной невязки в момент короткого замыкания

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 значений векторной невязки. А затем полученная разность нормируется относительно усредненного значения. Полученное в результате значение характеризует относительное изменение сигнала за интервал времени между векторными замерах. Сигнал скачкообразного изменения режима фиксируется, если модуль нормированной величины изменения векторной невязки оказывается больше заранее указанного значения. Алгоритм блокируется для исключения ложной работы 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. Такой метод будет не только фиксировать КЗ, но и фиксировать любое изменение топологии схемы, сброс или наброс нагрузки и т.п. Выявление режима КЗ будет осуществляться на этапе поиска точки КЗ.

Точка короткого замыкания в электрической сети может быть выявлена путем моделирования электрического режима этой сети. Для исключения влияния электромагнитного переходного процесса при выявлении точки замыкания используются синхронизированные векторные измерения, полученные на интервале времени в три периода промышленной частоты. Работа алгоритма будет проиллюстрирована на примере простейшей сети, приведенной на рисунке 3.

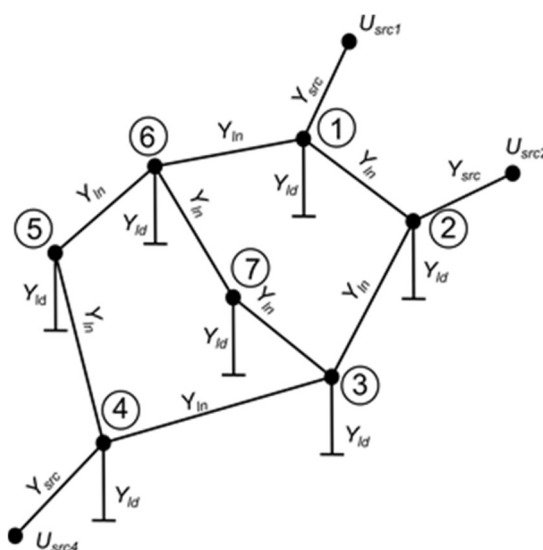


Рисунок 3 – Пример сложноразветвленной сети с тремя источниками питания

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

$$\bar{Y}_{net} \cdot \bar{U}_{net} = \bar{I}_{net}$$

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.

$$I_{net} = \begin{bmatrix} -Y_{src} \cdot U_{src1} \\ -Y_{src} \cdot U_{src} \\ 0 \\ -Y_{src} \cdot U_{src4} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Матрица проводимости для электрической сети выглядит следующим образом:

$$\bar{Y}_{net} = \begin{pmatrix} Y_{node1} & Y_{line} & 0 & 0 & 0 & Y_{line} & 0 \\ Y_{line} & Y_{nod} & Y_{line} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Y_{line} & Y_{node3} & Y_{line} & 0 & 0 & Y_{line} \\ 0 & 0 & Y_{line} & Y_{node4} & Y_{line} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & Y_{line} & Y_{node5} & Y_{line} & 0 \\ Y_{line} & 0 & 0 & 0 & Y_{line} & Y_{node6} & Y_{line} \\ 0 & Y_{line} & 0 & 0 & 0 & Y_{line} & Y_{node7} \end{pmatrix}$$

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.

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

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

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 либо использовать косвенные (статистические) методы, 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 величина шунта нагрузки определяется по известному графику нагрузки 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 с заранее известным временем. 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 4).

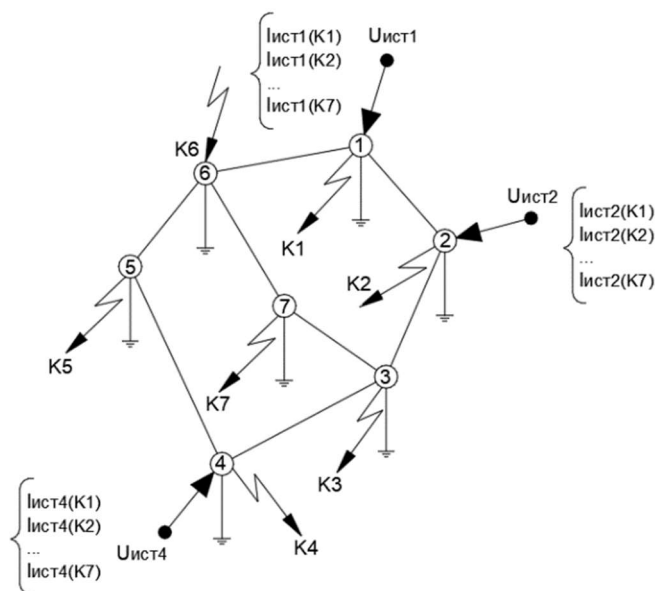


Рисунок 4 – Схема сети с КЗ в каждом узле

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 домножить 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 .

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

При этом векторы для обратной и нулевой последовательности для соответствующего типа КЗ определяются на основании решения системы для прямой последовательности по известным соотношениям. 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).

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

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 . Приведенная норма в работе называется 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 5). Таким образом, точка КЗ переносится на равные расстояния внутрь смежных линий узла с наименьшей функцией рассогласования.

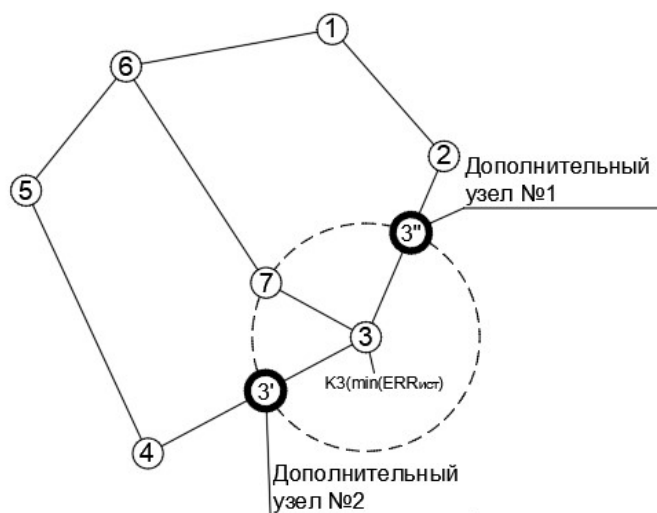


Рисунок 5 – Добавление дополнительных узлов внутрь линий, отходящих от узла с минимальной функцией рассогласования

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. 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. В некоторых топологиях метод поиска точки замыкания может выдавать несколько линий с КЗ. В таком случае команда на разрешение отключения должна посылаться на защиты каждой из этих линий, а 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.

В четвертой главе приведены результаты и анализ работы предлагаемой структуры централизованной защиты дальнего резервирования. Показано, что ее применение позволяет решить проблему обеспечения селективности защит дальнего резервирования в рассматриваемых режимах работы электрической сети. Показаны проблемы и особенности предлагаемой структуры централизованной защиты дальнего резервирования, возникающие при реализации на предлагаемом алгоритмическом обеспечении. Для проверки работоспособности предлагаемой централизованной защиты была написана программа, выполняющая расчет по локализации точки короткого замыкания по предлагаемому алгоритму. Расчеты проводились на тестовой схеме, представленной на рисунке 6.

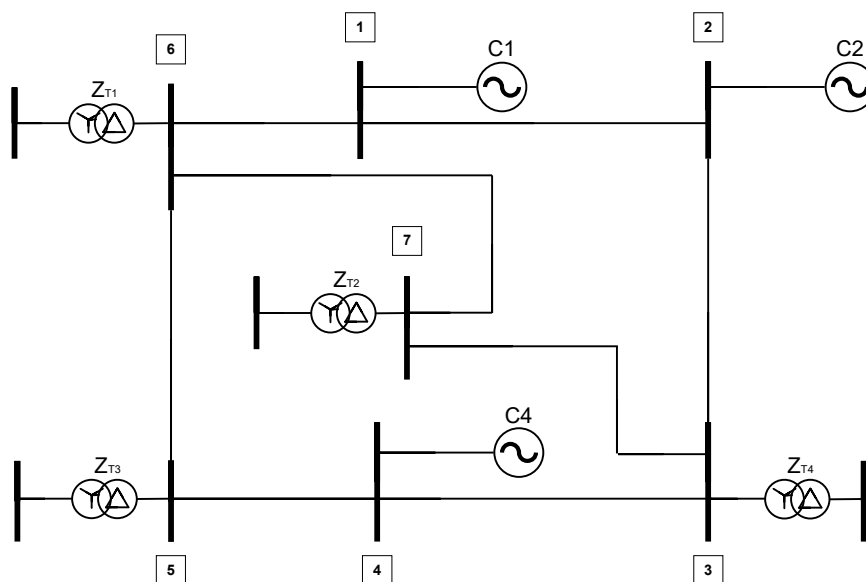


Рисунок 6 – Схема исследуемой тестовой электрической сети 110 кВ

При расчете имитировалась погрешность измерительных приборов методом Монте-Карло. Сначала был рассчитан эталонный режим КЗ в соответствии с заданными параметрами. Далее с результатов расчета были

получены 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. Ввиду того что исследование распределения погрешностей СВИ выходит за рамки рассматриваемого исследования, погрешности модуля приняты как нормально распределенные, а погрешности угла как равномерно распределенные случайные величины.

На первом этапе, с целью проверки общей работоспособности предлагаемой методологии локализации точки короткого замыкания, расчет проводился для эталонного случая, когда отсутствует ошибка в измерениях тока и напряжения, применяемых для расчета. С учетом полученных результатов для эталонного случая, на втором этапе для оценки устойчивости метода локализации точки короткого замыкания к ошибкам в измерениях расчет проводился для отобранных линий, имеющих «наилучшую» наблюдаемость точки короткого замыкания.

В заключении приведены выводы и обобщены основные результаты.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

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.

СПИСОК НАУЧНЫХ ТРУДОВ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи, опубликованные в рецензируемых научных журналах и изданиях, определенных ВАК РФ и Аттестационным советом УрФУ:

1. Бартоломей, П.И. Централизованная защита дальнего резервирования в частично наблюдаемой электрической сети на основе синхронизированных векторных измерений / П.И. Бартоломей, **С.Е. Шендер**, М.Д. Сенюк, В.В. Классен // Электротехнические системы и комплексы. 2024. № 3(64). С. 12-22. 0,55 п.л. / 0,35 п.л.
2. Сенюк, М.Д. Идентификация типа короткого замыкания в электрических сетях на основе ансамблевых методов машинного обучения и синхронизированных векторных измерений / М.Д. Сенюк, А.В. Паздерин, А.С. Бердин, А.А. Савосина, **С.Е. Шендер** // ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение. №4 (85), июль-август 2024. С. 81-91. 0,55 п.л./ 0,35 п.л.
3. Pazderin, A.V. Wams Based Short-Circuit Point Localization Algorithm for Unsupervised High Voltage Power Network by Power Supply Sources Measurements / Pazderin, A.V, Aprosin, K.I., **Shender, S.E.**, Ivanov, Y.V., Porozkov, M.A. // IEEE, 2023 6th International Scientific and Technical Conference on Relay Protection and Automation (RPA), pp. 1-11. 0,605/0,4 п.л. (Scopus)

Зарегистрированные программы для ЭВМ:

4. А.В. Паздерин, К.И. Апросин, **С.Е. Шендер** // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ №2022664524, 01.08.2022.

В других изданиях:

5. Гатауллин И.Ф. Исследование преимуществ фиксации ступенчатого изменения сигнала по данным векторного замера для целей релейной защиты / И.Ф. Гатауллин, А.Д. Каппес, М.А. Порозков, **С.Е. Шендер**, Ю.В. Иванов, В.В. Костромина, К.И. Апросин // Релейщик. №3. 2023. С. 10-14. 0,275/0,1 п.л.
6. Гатауллин И.Ф. Исследование преимуществ фиксации ступенчатого изменения сигнала по данным векторного замера для целей релейной защиты / И.Ф. Гатауллин, А.Д. Каппес, М.А. Порозков, **С.Е. Шендер**, Ю.В. Иванов, В.В. Костромина, К.И. Апросин // Электроэнергетика глазами молодёжи. Сборник трудов. 2023. Том 1. С. 208-215. 0,44/0,2 п.л.
7. Апросин К.И. Алгоритм локализации точки короткого замыкания в ненаблюдаемой электроэнергетической сети по замерам УСВИ узлов питания / К.И. Апросин, **С.Е. Шендер** // Электроэнергетика глазами молодёжи. Сборник трудов. 2022. Том 1. С. 237-240. 0,22/0,12 п.л.
8. Апросин К.И. Централизованная резервная защита ненаблюдаемой распределительной сети // К.И. Апросин, **С.Е. Шендер**, М.А. Порозков, Ю.В. Иванов // Релейщик. 01 (42) 2022. С. 18-23. 0,33/0,2 п.л.