

Министерство образования Российской Федерации
Ивановский государственный энергетический университет

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ

ТРУДЫ ИГЭУ

Выпуск 6

*Под редакцией
доктора технических наук, профессора В.А. Шуина,
доктора технических наук, профессора М.Ш. Мисриханова,
доктора технических наук, профессора А.В. Мошкарина*

Москва
Энергоатомиздат
2003

УДК 621.311

ББК 31.37

П 42

Повышение эффективности работы энергосистем: Тр. ИГЭУ. Вып. 6 / Под ред. В.А. Шуина, М.Ш. Мисриханова, А.В. Мошкарина. – М.: Энергоатомиздат, 2003. — 560 с.

ISBN 5-283-02595-0

Редакционная коллегия:

д-р техн. наук, проф. В.Н. Нуждин, д-р техн. наук, проф. М.Ш. Мисриханов,
д-р техн. наук, проф. Б.М. Ларин, д-р техн. наук, проф. А.В. Мошкарин,
д-р техн. наук, проф. В.А. Савельев, д-р техн. наук, проф. В.А. Строев,
д-р техн. наук, проф. С.В. Тарарыкин, д-р техн. наук, проф. В.А. Шуин,
д-р техн. наук, проф. А.В. Шунтов, д-р техн. наук, проф. Ю.Я. Щелькалов,
д-р техн. наук, проф. И.В. Якимец

Рецензенты:

д-р техн. наук, проф. В.А. Семенов (СО-ЦДУ ЕЭС России);
д-р техн. наук, проф. А.В. Шунтов (Информационно-вычислительный
центр Мосэнерго);
д-р техн. наук, проф. В.К. Слышалов (Ивановский государственный
энергетический университет)

Материал сборника включает разделы, посвященные вопросам расчета и моделирования установившихся режимов и переходных процессов в электроэнергетических системах и их элементах, эксплуатации и диагностики электрооборудования для электрических станций, подстанций и сетей, релейной защиты, автоматики и противоаварийного управления электроэнергетическими системами, общим проблемам и экономическим аспектам управления функционированием и развитием электроэнергетики России и регионов.

Книга предназначена для специалистов, занимающихся исследованием, разработкой, проектированием и эксплуатацией электроэнергетических систем, электрических станций, подстанций и сетей, комплексов и устройств их автоматического управления.

ISBN 5-283-02595-0

© Авторы, 2003

СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ И АВТОМАТИЗАЦИИ

УДК 621.313.311.3

Телеизмерения в реальном времени фазового сдвига напряжений с использованием спутниковых систем единого времени для управления режимами ЕЭС России при отклонениях частоты и обеспечении системной надежности оптового рынка энергии

*И.З. Глушкин, В.А. Коротков, И.Б. Тюрин, кандидаты техн. наук,
М.Ш. Мисриханов, д-р техн. наук*

Взаимные углы векторов ЭДС генераторов (ВУГ) являются фазовыми координатами энергообъединений, однозначно определяющими свойство устойчивости параллельной работы их электростанций в реальных масштабах времени.

На основе телеизмерения ВУГ может быть реализовано значительное число оптимальных алгоритмов управления электрическими режимами оптового рынка энергии и мощности, снижения его издержек и рисков [5 – 12].

Практическое решение указанных задач измерения ВУГ в отечественной энергетике для целей ПАУ до настоящего времени было затруднено техническими возможностями промышленных устройств измерения разности фаз в энергосистемах (например, шкафов автоматики ШДЭ-2601 и ШЭ-2707 [1, 2]).

Основная погрешность блока определения разности фаз с использованием указанных шкафов автоматики составляет $\pm 3^\circ$ в рабочих диапазонах [10]. Дополнительная погрешность, определяемая отклонениями температуры, частоты и напряжения сети, уровня сигнала с выхода приемника аппаратуры телепередачи фазы, имеет порядок $\pm 2^\circ$ при воздействии одного из параметров [3, 4].

При телепередаче фазы возникает погрешность, обусловленная задержкой (сотни мс) и искажениями сигнала в аппаратуре и канале связи.

Погрешность, обусловленная задержкой сигнала телепередачи фазы в аппаратуре преобразования и в канале связи, является методической и не может быть устранена. Ее величина значительна и непостоянна.

Таким образом, с использованием автоматики ШДЭ-2601 и ШЭ-2707 (ВУГ) общая погрешность измерения фазового сдвига ЭДС удаленных генераторов в основном определяется погрешностью телепередачи фазы.

Исходя из вышеизложенного, для повышения точности и уменьшения запаздываний при измерении ВУГ представляется целесообразным применить способ измерения сдвига фаз удаленных генераторов с использованием системы единого времени, представленный на рис. 1.

В предлагаемом способе непосредственно у каждого из измеряемых генераторов определяется с необходимой точностью по шкале единого времени момент перехода через нуль основной гармоники из отрицательной полуволны в положительную. Это значение в цифровом виде передается по каналу связи в точку определения сдвига фаз. При обеспечении достоверной передачи погрешность измерений будет определяться:

- погрешностью фиксации переходов через нуль;
- точностью и синхронностью часов системы единого времени.

Задержка, вносимая каналом, не влияет на определение сдвига фаз и имеет значение лишь для времени реакции системы управления. Вычисление сдвига фаз погрешности не вносит. Для достижения точности измерения ВУГ система должна позволять фиксировать интервалы времени при синхронности часов 1 – 10 мкс. В настоящее время созданы промышленные системы, осуществляющие измерение интервалов времени 1 – 10 мкс. Так, например, предлагаемые наземные приборы спутниковых навигационных систем (ГЛОНАСС, НАВСТАР, GPS) позволяют формировать метки времени с точностью до микросекунды (рис. 2). Такая синхронизация возможна за счет взаимодействия прибора с созвездием спутников. В процессе этого взаимодействия сравниваются расчетные и реальные положения спутников, учитываются задержки распространения сигналов, что и позволяет получить синхросигнал с заданной точностью. Часы на борту спутника имеют нестабильность 10^{-14} и регулярно синхронизируются с наземным эталоном [13].

При обеспечении достоверной передачи погрешность измерений в этой схеме будет определяться погрешностью фиксации переходов через нуль контролируемого сигнала (нуль–орган НО) и погрешностью привязки момента перехода через нуль к шкале абсолютного времени.

Первая составляющая включает в себя как погрешность самого датчика перехода через нуль (τ_1 , τ_2), так и реакцию контроллеров на это событие (τ_3 , τ_4). Если первая часть не превышает, как уже было ранее показано, $0,15^\circ$, то вторая зависит от выбранного алгоритма обработки входных сигналов (непрерывный опрос или работа по прерыванию) и

технических характеристик (быстродействие) самого контроллера. При средних параметрах выбранных средств эта составляющая погрешности не превышает 1 – 2 мкс.

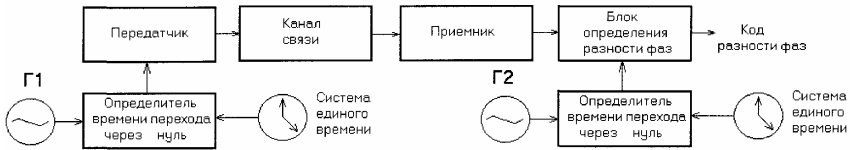


Рис. 1. Способ измерения взаимного угла векторов ЭДС удаленных генераторов с использованием системы единого времени

Вторая составляющая погрешности зависит, прежде всего, от точности синхронизации часов приемника системы единого времени (τ_5 , τ_6). Эта точность определяется количеством спутников, отслеживаемых системой единого времени. Величина этой составляющей обычно не превышает 1 мкс. Процесс оцифровки метками времени моментов перехода через нуль входных сигналов может составлять существенную часть общей погрешности (τ_7 , $\tau_8 = 1 - 5$ мкс).

В настоящее время выполнены работы по созданию макета устройства измерения ВУГ с использованием системы единого времени GPS и проведены успешные его испытания.

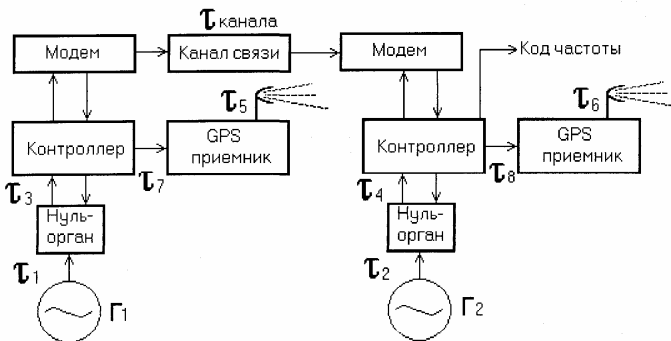


Рис. 2. Система измерения ВУГ с использованием спутниковой системы единого времени

В качестве основного элемента системы единого времени был использован 6-канальный GPS-приемник SvecSix-34093-61 фирмы Trimble,

совместно с активной антенной способный определять координаты, скорость, ускорение и время по Гринвичу. Как известно, подавляющее большинство GPS-приемников имеют выходы 1PPS (1 pulse-per-second, один импульс в секунду, длительность 1 мкс, передний фронт которого с точностью около 20 нс совпадает с началом секунды) и TSIP (Trimble Standart Interface Protocol, универсальный протокол, разработанный фирмой Trimble и широко используемый в морской и навигационной аппаратуре). Разработанное устройство использует информацию, получаемую с обоих выходов приемника.

После нахождения созвездия спутников и входа в синхронизацию (30 – 300 с) GPS-приемник периодически выдает информационное сообщение в формате TSIP, в состав которого может входить и информация о времени. Существует несколько типов сообщений, в состав которых входит информация о времени: о времени (код #h41), о координатах (код #h42), об ускорении (код #h43), также сообщения №№ #h4A, #h54, #h55, #h56, #h57, #h83. Кроме того, информация о времени может выдаваться и по запросу (код запроса #h21). В системе GPS время отсчитывается с момента ввода системы в эксплуатацию (00 часов 00 минут 00 секунд 06.01.1980 г.) и представляется в виде числа недель (2 байта, тип данных INTEGER) и числа миллисекунд, прошедших с 00 часов 00 минут 00 секунд воскресенья текущей недели (4 байта, формат данных SINGLE). Физически передача осуществляется по протоколу RS-232, 9600 baud, 8 bit. Очевидно, что посылка запроса (4 – 6 байт) и получение ответа (12 – 22 байт) занимают десятки миллисекунд, поэтому таким образом гарантированно можно определить время лишь с точностью до секунды. Для определения времени перехода синусоиды через нуль с точностью 10 мкс используется плата хранителя времени СШМК.468780.001, разработанная специально для работы в системах единого времени, использующих 1 PPS – выход. Плата хранителя времени содержит высокостабильный кварцевый генератор с частотой 10 МГц (возможно использование термостатированного генератора), счетчики десятков микросекунд, миллисекунд и секунд, совместно с логикой управления и интерфейсом шины ISA реализованные на программируемой логической матрице. По переднему фронту 1 PPS импульса счетчики десятков микросекунд и миллисекунд обнуляются, а содержимое счетчика секунд увеличивается на единицу (или обнуляется, если началась новая минута). Таким образом, в момент перехода синусоиды через нуль путем опроса 4 регистров времени (опрос осуществляется через интерфейс ISA, на время опроса текущее время фиксируется в специаль-

ных регистрах – защелках) можно получить время перехода с точностью до 10 мкс.

Совместное использование платы хранителя времени с ее синхронизацией 1PPS-сигналом и анализ информации, передаваемой по TSIP, позволяет определить абсолютное время события (перехода синусоиды через нуль) с точностью 10 мкс, что соответствует точности определения фазового сдвига $0,2^\circ$. При потере связи с созвездием спутников внутренние «часы» плат хранителей времени не синхронизируются 1PPS-сигналом, и это приводит к увеличению погрешности измерения. Проведенные испытания показали, что при отсутствии корректировки времени обеих плат хранителей времени в течение 1 часа суммарная ошибка в определении разности фаз составляет около 1,5 мс, это соответствует 27° .

Для определения фазового сдвига ЭДС удаленных генераторов также необходимо решить следующие вопросы:

- выделить из напряжения сети первую гармонику, лежащую в пределах 45 – 55 Гц;
- передать с периодичностью 20 мс по каналам связи абсолютное время перехода ЭДС через нуль;
- предусмотреть способы борьбы со значительными (0,1 с – 1 с) изменениями времени прохождения информации по каналам связи;
- сравнить информацию о моментах перехода через нуль ЭДС удаленных генераторов (генерирующих узлов) с учетом неодновременного прихода информации от измерителей;
- определить фазовый сдвиг с учетом расстояний между генераторами.

Для выделения первой гармоники входное напряжение фильтруется комбинированным цифроаналоговым фильтром, основой которого является программируемый ФНЧ 4-го порядка на переключающихся конденсаторах. Как известно, такие фильтры имеют «окно прозрачности» около тактовой частоты (6 – 8 кГц), поэтому осуществляется предварительная фильтрация сигнала. Кроме того, на выходе фильтра присутствуют коммутационные помехи, для устранения которых также стоит аналоговый фильтр. Устройство управления, реализованное на RISC-микроконтроллере AtMega-163, при включении GPS-приемника анализирует поступающие от него по протоколу TSIP сообщения, находит входящую в них информацию о времени и декодирует ее. Для определения времени требуется только информация о коли-

честве миллисекунд, закодированная в экспоненциальном формате в 4 последовательно расположенных байтах:

$$T = (0,5 + ((\#h7F \& bait2) + (bait3 + bait4 / 256) / 256) / 256 \times \\ \times 2^{2-(\#h7F \& bait1) + (\#h80 \& bait2) / 128 - 127},$$

где *bait1*, *bait2*, *bait3*, *bait4* соответственно 1, 2, 3 и 4-й байты, содержащие код времени (в сообщениях разных форматов они располагаются в различных местах). Целая часть данного выражения – число секунд, прошедших с начала недели. После этого вычисляется день недели, час, минута и секунда в целях получения номера текущей секунды. В момент времени, соответствующий началу новой минуты (т.е. нулевой секунде), осуществляется программная синхронизация платы хранителя времени через шину ISA (и нулевое значение записывается в регистр секунд платы хранителя времени). При поступлении первого 1PPS-сигнала встроенные в плату хранителя времени часы засинхронизированы с астрономическим временем (в начале каждой секунды 1PPS-сигнал осуществляет коррекцию, сбрасывая в нуль регистры миллисекунд и десятков микросекунд), и информация о времени может быть использована для определения времени любого события.

Для более точного определения времени перехода синусоиды через нуль выход быстродействующего компаратора опрашивается с периодичностью 120 нс и решение принимается по мажоритарному принципу (рис. 3). Такой подход позволяет достаточно эффективно бороться с различными видами помех и обеспечить требуемую точность измерений. Для обеспечения устойчивости к воздействию импульсных помех, а также для организации выполнения других задач применяется временное распределение ресурсов микроконтроллера между несколькими задачами.

Так как можно предсказать время очередного перехода через нуль, то за 500 мкс до ожидаемого времени начинается программный опрос выхода компаратора с периодичностью около 120 нс. После принятия решения о фиксации перехода через нуль через шину ISA опрашивается регистр десятков микросекунд платы хранителя времени. После поступления запроса (чтение регистра) происходит фиксация текущих значений в специальных регистрах-защелках. Так как сравниваемое напряжение обрабатывается аналогичным блоком, то и величины всех задержек будут одинаковые (точнее, они могут отличаться на два периода задающего кварцевого генератора) и взаимно компенсируются.

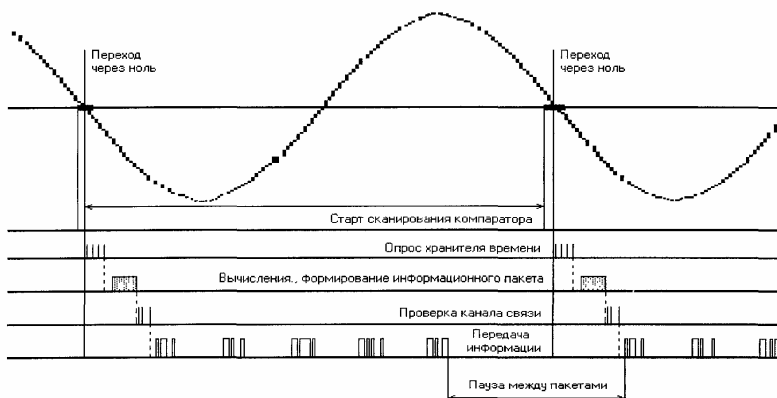


Рис. 3. Временная диаграмма работы устройства

Устройство управления считывает регистры платы хранителя времени, после получения всей информации сбрасывает фиксацию времени и формирует информационный пакет для передачи его по каналам связи. Для предотвращения искажения информации при потере (пропуске) любого из 5 байт пакета используется специальное кодирование данных (приемник потеряет только поврежденный пакет, а все следующие будут приняты правильно).

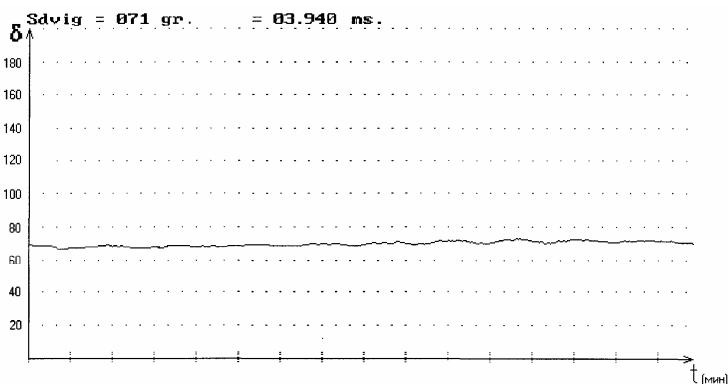


Рис. 4. Изменение взаимного угла векторов напряжений в электрической сети зданий ОДУ Северо-Запада и ЦДУ ЕЭС России в процессе испытаний

Для передачи в реальном масштабе времени такого объема информации требуется канал связи со скоростью не менее 9600 бод. Наиболее простым оказалось использование коммутированного канала связи (телефонный канал единой диспетчерской системы, хотя можно использовать и обычный телефон, и GSM-модем). В качестве передающего модема был использован внутренний ISA-модем U.S. Robotics Sportster 14400, также управляемый контроллером через шину ISA; в качестве приемного – внешний модем той же фирмы. Данные модемы были выбраны в связи с их устойчивой и надежной работой даже на плохих линиях. При запуске системы один модем устанавливался в режим «автоответа», а второй набирал номер. После установления связи и синхронизации платы хранителя времени от GPS-приемника осуществлялась передача информации. При обрыве соединения цикл работы повторялся.

Для компенсации «плавающих» задержек в каналах связи в оперативной памяти организованы два буфера – для каждого контроллера. Длина буфера должна как минимум в два раза превышать максимально возможное время задержки информации. Специальный алгоритм сравнения сканирует память для поиска соответствующих информационных пакетов и предотвращает повторное использование уже обработанной информации.

В мае 2002 года были проведены испытания системы измерения разности фаз между ОДУ Северо-Запада (г. Санкт-Петербург) и ЦДУ (г. Москва). География испытания определялась наличием GPS-приемников и ведомственной телефонной связи между ними. Во время проведения испытания (44 мин, определялось занятостью канала связи) величина перетока составляла 790 – 805 МВт, и система показала фазовый сдвиг около 70° (рис. 4).

При проведении испытаний не было возможности подключить удаленные контроллеры к одинаковым фазам (А, В или С), поэтому на данном этапе можно говорить только о возможности технической реализации системы и перспективах развития данного направления.

В связи с возникновением целого ряда ограничений технического и организационного характера при проведении испытаний следует рассматривать их результаты в качестве предварительных данных, характеризующих возможность технической реализации телеизмерения взаимных углов векторов напряжений энергообъединений, и продолжить работы в указанном направлении.

Библиографический список

1. **Шкаф** автоматики типа ШЭ-2707. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. ИГФР.656452.116.Т01.
2. **Шкаф** автоматики типа ШДЭ-2601. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. ИГФР.656466.002.Т0.
3. **Multifunctional Synchronized Measurement Network** / Bruce Fardanesh, Shalom Zelinger, A.P. Sakis Meliopoulos, George Cokkinides, Jim Ingelson // IEEE Computer Applications in Power 1998. – № 1. – Р. 26–30.
4. **Веников В.В.** Точное время в системах диспетчерского управления энергетикой // Пром. энергетика. – 2001. – № 6.
5. **Кончаловский В.Ю.** Цифровые измерительные устройства. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
6. **Мирский Г.Я.** Электронные измерения. – М.: Радио и связь, 1986.
7. **Овчаренко Н.И.** Аналоговые и цифровые элементы автоматических устройств энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
8. **Аванесов В.М., Терешков В.В.** Устройство для измерения фазовых сдвигов напряжения промышленной частоты // Пром. энергетика. – 1998. – № 1.
9. **Гальперин М.В.** Практическая схемотехника в промышленной автоматике. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
10. **Латхи Б.П.** Системы передачи информации. – М.: Связь, 1971.
11. **Рыжавский Г.Я., Скитальцев В.С.** Наладка высокочастотных каналов автоматики на аппаратуре АНКА–АВПА. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
12. **Шполянский В.А.** Хронометрические системы. – М.: Машиностроение, 1980.
13. **Сетевые спутниковые радионавигационные системы.** – М.: Радио и связь, 1993.

УДК 621.316.925

Формирование входных величин в микропроцессорном устройстве резервной защиты трансформатора

*Е.А. Аржанников, д-р техн. наук, Д.Б. Антонов, асп.,
В.Ю. Лукоянов, инж.*

Для обеспечения надежности функционирования устройство защиты трансформатора средней или большой мощности не должно быть единственным. Некоторые западные фирмы практикуют установку двух однотипных устройств, что является классическим вариантом ближнего резервирования. Другие идут на параллельную установку устройства защиты трансформатора и устройства, аналогичного защите линии, которое в данном случае выполняет функции резервной защиты трансформатора. В

ЗАО «Радиус Автоматика» решено пойти по пути разработки двух устройств – одно («Сириус-Т») содержит основные защиты, другое («Сириус-УВ») содержит набор резервных защит и одновременно выполняет функции управления выключателем высокого напряжения трансформатора. В сочетании с давно выпускаемым устройством управления, защиты и автоматики выключателя низкого напряжения «Сириус-В» вновь разрабатываемые устройства должны составить полноценный комплект управления и защиты понижающих трансформаторов.

В соответствии с рекомендациями [1] максимальная токовая защита (МТЗ), установленная на стороне высшего напряжения двухобмоточного или трехобмоточного трансформатора с односторонним питанием, должна быть выполнена с реле, присоединенными к трансформаторам тока, соединенным в треугольник. Это предотвращает неселективное действие МТЗ при замыканиях на землю в сети 110 – 220 кВ (для случая, когда нейтраль трансформатора заземлена). Сборка в треугольник обеспечивает отстройку от токов нулевой последовательности, протекающих через нейтраль трансформатора.

В то же время на трехобмоточных трансформаторах с двусторонним питанием в [1] рекомендуется МТЗ стороны высшего напряжения выполнять с тремя реле тока, присоединенными к трансформаторам тока, собранным в звезду. Такое выполнение повышает чувствительность к замыканиям между двумя фазами на стороне высшего напряжения.

Разработанное ЗАО «Радиус Автоматика» микропроцессорное устройство резервной защиты трансформатора «Сириус-УВ» содержит две ступени максимальной токовой защиты, включенной с высшей стороны силового трансформатора. Подключение микропроцессорного устройства к токовым цепям, собранным в стандартный электрический треугольник, не приемлемо по ряду причин:

- соединение в электрический треугольник вызывает увеличение расчетной нагрузки ТТ в три раза [2];

- значительно усложняется проверка и наладка устройства, т.к. нет возможности просматривать на его индикаторе реальные фазные величины и векторные диаграммы, построенные на их основе;

- невозможно применять алгоритм восстановления синусоиды при насыщении ТТ;

- нет данных для функционирования токовой защиты нулевой последовательности при расчете тока I_0 из фазных величин;

- нет данных для функционирования защиты от обрыва фаз (ЗОФ).

Некоторые из недостающих параметров можно получить с помощью промежуточных расчетов, но это вызовет значительное усложнение при-

меняемых алгоритмов и увеличение погрешностей расчетов выше допустимого предела.

Одним из вариантов решения проблемы недействия МТЗ при внешних замыканиях на землю является исключение тока нулевой последовательности из всех фазных токов. Программно это несложно обеспечить. В частности, так делают некоторые зарубежные производители. Но при более близком рассмотрении оказывается, что фирмы-производители рекомендуют использовать исключение нулевой последовательности только в тех случаях, когда трансформатор связывает две сети с заземленной нейтралью, например, на силовых трансформаторах $Y_n Y_n$. Такие трансформаторы в отечественной электроэнергетике не применяются, опыта эксплуатации защит с исключением токов нулевой последовательности у нас нет. Поэтому было решено пойти по другому пути.

Предлагается использовать классическую сборку в треугольник, но не электрическим способом (проводами), а внутри прибора в цифровом виде. Схема сборки ТТ изображена на рис. 1.

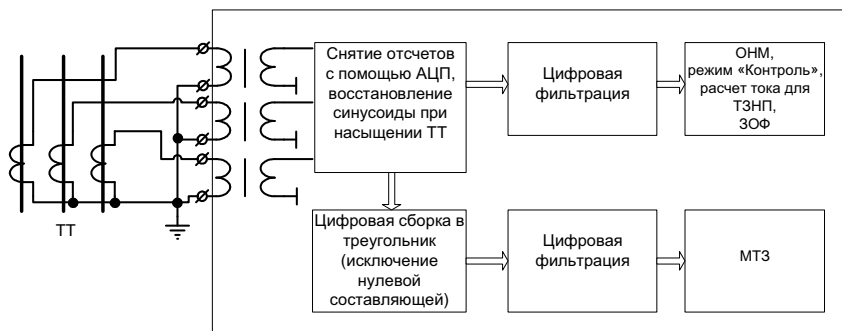


Рис. 1. Схема сборки ТТ и обработки данных в устройстве защиты

Таким образом, обработка данных, получаемых с АЦП, осуществляется двумя путями:

- обычной цифровой фильтрацией фазных величин – для реализации всех функций устройства, кроме МТЗ;
- цифровой сборкой в треугольник (для исключения токов нулевой последовательности) с последующей цифровой фильтрацией – для реализации МТЗ.

Блок-схема алгоритма обработки данных изображена на рис. 2.

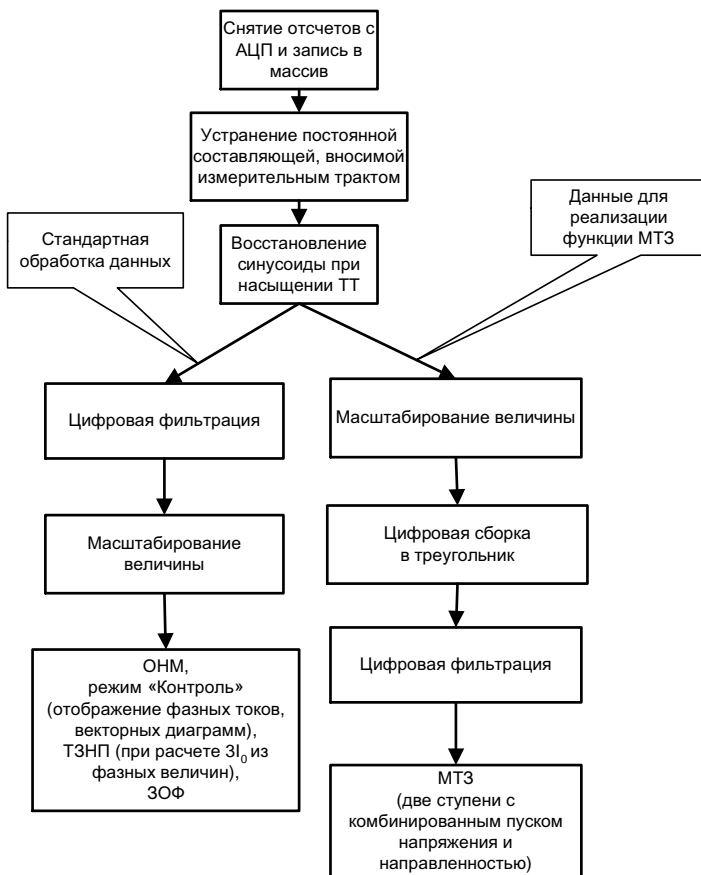


Рис. 2. Алгоритм обработки данных

Данный метод отстройки от токов нулевой последовательности нашел практическое применение в устройстве резервной защиты трансформатора «Сириус-УВ», выпускаемом зеленоградской фирмой ЗАО «Радиус Автоматика».

Предусматривается использование устройства «Сириус-УВ» в сетях как с заземленной нейтралью, так и с изолированной. Причем электрическое соединение измерительных ТТ выполняется всегда в звезду.

Возможны два варианта настройки терминала с помощью программного переключателя «сборка МТЗ – звезда/треугольник»:

– Звезда. Используется в сетях с незаземленной или компенсированной нейтралью (35 кВ). Сборка МТЗ в треугольник не производится, нулевая последовательность не устраняется. МТЗ действует стандартно, реагируя на величины фазных токов. Такая сборка соответствует стандартному подключению МТЗ на звезду.

– Треугольник. Используется в сетях с глухозаземленной нейтралью (110 кВ и выше). Производится цифровая сборка подводимых фазных токов в треугольник. Величины токов на выходе треугольника в нормальном режиме в $\sqrt{3}$ раз превышают фазные токи, что соответствует стандартной электрической сборке в треугольник. Увеличение амплитуды токов после треугольника не компенсируется, что удобно для эксплуатационного персонала станций и подстанций (нет необходимости пересчитывать уставки). В этом режиме уставки МТЗ выставляются в $\sqrt{3}$ раз выше, чем при подключении на звезду.

Библиографический список

1. **Руководящие** указания по релейной защите. Вып. 13А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110 – 500 кВ: Схемы. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 112 с.
2. **Федосеев А.М.** Релейная защита электрических систем. – М.: Энергия, 1976. – 560 с.

УДК 621.316.925

Формирование токовых цепей дифференциальных защит трансформаторов, выполненных на основе микропроцессорных терминалов

*Е.А. Аржанников, д-р техн. наук, А.Е. Аржанникова, канд. техн. наук,
Д.Б. Антонов, асп.*

При традиционном, на электромеханической элементной базе, выполнении дифференциальной защиты трансформатора для получения дифференциальных токов производится весьма сложная сборка токовых цепей соединением вторичных цепей трансформаторов тока либо в тре-

угольник, либо в звезду [1]. В микропроцессорных терминалах для получения дифференциальных токов используются и измерительные трансформаторы тока, и так называемые цифровые трансформаторы тока (рис. 1, б).

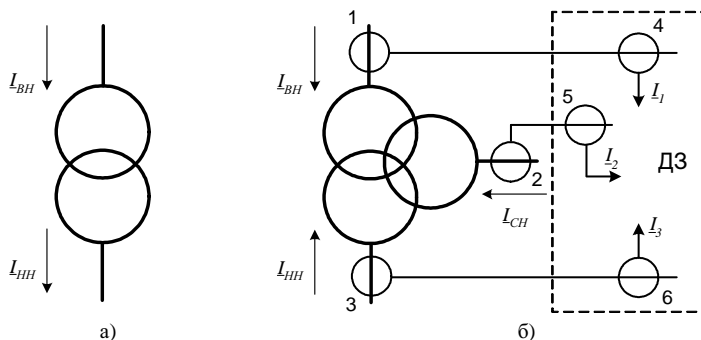


Рис. 1. Принятые положительные направления токов в трансформаторе:
а – в двухобмоточном, б – в трехобмоточном

1, 2 и 3 – измерительные ТТ сторон ВН, СН и НН, 4, 5 и 6 – цифровые ТТ внутри устройства.

Примем положительные направления токов в обмотках трансформатора, как показано на рис. 1, б.

В устройстве производится компенсация фазового сдвига токов в обмотках силового трансформатора с помощью внутренних цифровых ТТ 4, 5 и 6 (рис. 1, б). При этом электрическое соединение измерительных трансформаторов тока сторон ВН, СН и НН – всегда в звезду. Это позволяет уменьшить нагрузку на измерительные ТТ, а также обеспечивает корректную работу устройства.

Принятые обозначения соединения обмоток силовых трансформаторов пояснены в табл. 1.

Таблица 1. Принятые обозначения схем соединения обмоток силовых трансформаторов

Обозначение	Схема соединения обмоток
Y либо y	В звезду, подключенную к сети с изолированной нейтралью
YN либо yn	В звезду, подключенную к сети с заземленной нейтралью
D либо d	В треугольник

Здесь символ « N » соответствует режиму нейтрали сети, а не режиму нейтрали данного трансформатора. Чтобы не приходилось менять сборку цепей защиты при операциях с заземляющим разъединителем, рекомен-

дуются считать все соединенные в звезду обмотки трансформаторов в сети 110 – 220 кВ имеющими тип YN .

Существуют три возможные сборки обмоток двухобмоточных трансформаторов: звезда – звезда, треугольник – треугольник и звезда – треугольник (сборка обмоток в зигзаг не рассматривается как не применяющаяся в российской электроэнергетике). Две из них называются *основными* (принятые обозначения приведены в табл. 1): $Yy0$ и $Yd11$. Все остальные группы получаются путем изменения полярности обмоток с одной стороны или путем циклической перестановки названий обмоток фаз. При изменении полярности группа меняется на 6 номеров (180 градусов). При перестановке названий фаз группа меняется на 4 номера (120 градусов). Поэтому из 0-й группы получаются 6, и все четные. Из 11-й группы получаются 5, и все нечетные.

Звезда ТТ, токи которой подводятся к устройству, может иметь одну из двух групп – 0-ю или 6-ю. Это показано на рис. 2.

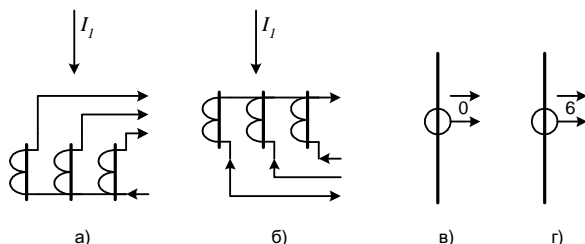


Рис. 2. Соединение ТТ в нулевую и в шестую группы (а, б) и условное обозначение этих соединений (в, г)

Рис. 2, а соответствует нулевой группе (вторичные токи сохранили направление, соответствующее первичным), рис. 2, б соответствует шестой группе (вторичные токи направлены встречно первичным).

Любой трехобмоточный трансформатор может быть условно разбит на два двухобмоточных с соответствующим соединением силовых обмоток ВН–СН и ВН–НН.

Например, трехобмоточный трансформатор $YNYD-0-11$, изображенный на рис. 3, можно представить как $YNY-0$ и $YND-11$.

Затем выбор необходимых групп сборки внутренних цифровых ТТ (рис. 1, б ТТ – 4, 5 и 6) производится, как для пары двухобмоточных трансформаторов. Необходимо лишь следить, чтобы группа сборки внутренних ТТ для высшей стороны совпадала в условных двухобмоточных силовых трансформаторах.

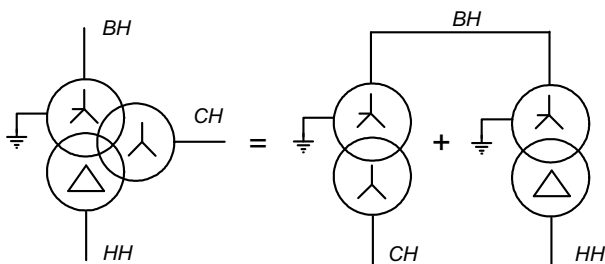


Рис. 3. Условное разбиение трехобмоточного трансформатора *YNYD-0-11* на два двухобмоточных *YNY-0* и *YND-11*

Если одна из обмоток трехобмоточного трансформатора расщепленная, то защита должна включаться на сумму вторичных токов ТТ в цепях полуобмоток.

Таким образом, при выборе уставок коррекции фазового сдвига необходимо учитывать:

- принятое положительное направление токов;
- группу сборки обмоток силового трансформатора;
- группы сборок измерительных ТТ («0» или «6»).

Следует отметить, что группа соединения обмоток силового трансформатора определяется сборкой обмоток, но оценивается по векторной диаграмме напряжений. Если положительное направление токов принято по рис. 1, а, что удобно при рассмотрении нагрузочного режима или режима внешнего КЗ, то группа по токам совпадает с группой по напряжениям. Однако если принять положительное направление токов по рис. 1, б, то ток в обмотке НН поворачивается на 180° и группа по токам должна быть заменена с учетом этого поворота (например, с 11-й на 5-ю или с 1-й на 7-ю). Эта особенность учтена в табл. 2 и 3, и дополнительно поворот производить не нужно.

Подбор групп цифровых трансформаторов тока весьма сложен. Например, фирма АВВ дает для трехобмоточного трансформатора 288 вариантов групп с достаточно сложной системой выбора нужного варианта [4]. Ниже приводится рекомендуемая методика, разработанная с участием кафедры АУЭС ИГЭУ, для терминала «Сириус-ТЗ», выпускаемого ЗАО «Радиус Автоматика» [2].

Подбор групп рекомендуется в два этапа. На первом этапе подбираются группы в предположении, что звезды всех измерительных трансформаторов собраны со стороны силового трансформатора, т.е. в нулевые группы. Если

это не так, то следует второй этап, на котором с этой стороны к номеру выбранной группы сборки цифровых ТТ нужно добавить или отнять 6.

Первый этап. По табл. 2 (если группа соединения нечетная) или по табл. 3 (если группа соединения четная) выбираются группы внутренней цифровой сборки токовых цепей условных двухобмоточных трансформаторов. При составлении таблиц учтено, что в сети с заземленной нейтралью на стороне звезды силового трансформатора цифровая сборка должна быть обязательно в треугольник (11, 5 или 1-я группы), иначе дифференциальная защита может сработать на внешнее КЗ на землю от токов подпитки от нейтрали. В то же время при незаземленной нейтрали цифровая сборка в звезду часто дает небольшой выигрыш в чувствительности. Поэтому, например, сборка цепей трансформаторов *Ynd-11* и *Yd-11* производится по-разному.

Таблица 2. Группы цифровой сборки токовых цепей дифференциальной защиты трансформаторов звезда – треугольник

Соединение условного двухобмоточного силового трансформатора (по диаграмме напряжений)	Группа, собираемая цифровым путем	
	Со стороны звезды	Со стороны треугольника
<i>YND-11, DYN-1</i>	11	0
<i>YND-5, DYN-7</i>	11	6
<i>YND-1, DYN-11</i>	1	0
<i>YND-7, DYN-5</i>	1	6
<i>YD-11, DY-1</i>	0	1
<i>YD-5, DY-7</i>	6	1
<i>YD-1, DY-11</i>	6	5
<i>YD-7, DY-5</i>	0	5

Таблица 3. Группы цифровой сборки токовых цепей дифференциальной защиты трансформаторов с четными группами соединений первичных обмоток

Соединение условного двухобмоточного силового трансформатора (по диаграмме напряжений)	Группа, собираемая цифровым путем	
	Со стороны обмотки, первой в обозначении соединения условного двухобмоточного трансформатора	Со стороны обмотки, второй в обозначении соединения условного двухобмоточного трансформатора
<i>YNYN-0</i>	11	11
<i>YNYN-6</i>	11	5
<i>YNYN-8</i>	1	5
<i>YNYN-2</i>	1	11
<i>YNYN-10</i>	11	1
<i>YNYN-4</i>	5	1
<i>YY-0, DD -0</i>	0	0
<i>YY-6, DD-6</i>	*0	6

Полученные значения групп, собираемых цифровым путем, необходимо на втором этапе откорректировать с учетом схемы подключения измерительных ТТ. Если группа подключения ТТ равна 6, то следует на этой стороне трансформатора к выбранной группе сборки цифровых ТТ (по табл. 2 и 3) добавить или отнять 6.

Затем полученные числа можно ввести в устройство в качестве уставок: «Группа ТТ ВН», «Группа ТТ СН» и «Группа ТТ НН» в группе уставок «Общ. ДЗТ» [2].

Например, для трансформатора $YNud-0-11$ имеем условные двухобмоточные трансформаторы $YNu-0$ и $YNd-11$. По табл. 2 для $YNd-11$ получаем: «со стороны звезды» – 11, «со стороны треугольника» – 0. По табл. 3 для $YNu-0$ получаем: «со стороны обмотки, первой в обозначении соединения» – 11, «со стороны обмотки, второй в обозначении соединения» – 11. Проверяем, что группа сборки стороны ВН совпадает в обоих условных двухобмоточных трансформаторах. Задаем уставки: «Группа ТТ ВН – 11», «Группа ТТ СН – 11» и «Группа ТТ НН – 0».

Второй этап. Предположим, что на стороне СН нейтраль измерительных ТТ собрана не по рис. 2, а, а по рис. 2, б. Тогда следует к номеру группы соединения цифровых ТТ на стороне СН добавить или отнять 6. В результате получается на стороне ВН – 11; СН – 5; НН – 0. Задаем уставки: «Группа ТТ ВН – 11», «Группа ТТ СН – 5» и «Группа ТТ НН – 0».

Окончательной проверкой правильности сборки токовых цепей должна быть проверка под нагрузкой. При этом следует использовать сервисные функции устройства, а именно возможность вывода на индикатор в режиме «Контроль» токов сторон ВН, СН, НН и дифференциальных токов, а также векторные диаграммы токов всех сторон до и после поворота в цифровых ТТ. Если при этом нагрузка обмотки, имеющей РПН больше чем $0,3S_{ном}$ (или ток больше чем $0,3I_{ном}$), то значение дифференциального тока постепенно должно уменьшаться под действием коррекции погрешности, вносимой изменением положения РПН.

Выводы

1. Реализованный способ цифровой сборки токовых цепей дифференциальной защиты трансформатора позволяет упростить подключение терминала к защищаемому трансформатору по цепям тока, так как используется одинаковая схема включения (звезда) независимо от группы соединения обмоток силового трансформатора (не требуются дополнительные ТТ). При этом компенсация коэффициента трансформации и фа-

зового сдвига в трансформаторе производится цифровым способом. Указанный способ успешно используется в двух терминалах защит: устройстве защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т» [3] и устройстве защиты трехобмоточного трансформатора «Сириус-Т3» [2].

2. Разработана методика выбора параметров внутренней цифровой сборки токовых цепей дифференциальной защиты трансформатора. Ее отличительной чертой является простота использования. Разработаны специальные таблицы соответствия групп сборки обмоток силового трансформатора и групп цифровой сборки токовых цепей.

Библиографический список

1. **Федосеев А.М.** Релейная защита электрических систем: Уч. для вузов. – М.: Энергия, 1976.
2. **Микропроцессорное** устройство основной защиты трехобмоточного трансформатора «Сириус-Т3». Техническое описание и руководство по эксплуатации.– М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2004.
3. **Микропроцессорное** устройство основной защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т». Техническое описание и руководство по эксплуатации. – М.: ЗАО «РАДИУС Автоматика», 2003.
4. **Терминал** защиты трансформатора RET 521. Руководство пользователя и техническое описание.– АББ Реле-Чебоксары, 2000.

УДК 621.316.925

Состав и структура комплекса защит трансформатора на базе микропроцессорных терминалов

*Е.А. Аржанников, д-р техн. наук, Д.Б. Антонов, асп.,
В.Ю. Лукоянов, инж.*

Развитие микропроцессорной техники обуславливает улучшение показателей терминалов защит и автоматики: возрастают функциональные возможности, совершенствуются принципы определения повреждений, возрастает надежность устройств в целом. При этом состав защит основных электрических объектов на протяжении многих лет остается практически постоянным. Изменению подвергается сама структура рас-

пределения функций и взаимодействия устройств, входящих в комплекс защищаемого объекта.

Авторами рассматривается распределение функций между терминалами комплекса защит силового трансформатора класса напряжения 35 – 110 кВ.

При выполнении защит трансформатора на традиционной электромеханической базе не возникали особые проблемы распределения функций, т.к. каждая схема (собранный на реле) четко соответствовала своему назначению. В микропроцессорных же терминалах происходит смешение как функций защит (основных и резервных), так и функций автоматики.

Прослеживается тенденция к уменьшению числа устройств защит и автоматики на объекте. Так, например, один современный терминал релейной защиты выполняет функции защиты, автоматики, управления выключателем, сигнализации неисправностей как самого защищаемого объекта, так и выключателя. С одной стороны, такая интеграция выгодна с экономической точки зрения (используется единый процессорный комплекс, общие аналоговые и дискретные входы и т.д.). Также это уменьшает количество связей между устройствами, следовательно, снижает материал- и трудоемкость вторичных цепей, кроме того, снижает риск их возможных обрывов.

Но интеграция функций в одном устройстве имеет ряд очевидных недостатков, главным из которых является отказ от ближнего резервирования защит объекта. Выполнение основных и резервных защит в одном устройстве очевидно не приемлемо, т.к. это противоречит требованиям ПУЭ и РД.

По всей видимости, решение проблемы заключается в правиле «золотой середины»: необходимо интегрировать функции в устройствах, так чтобы не нарушить принцип резервирования.

Рассмотрим один из вариантов построения комплекса защиты на примере двухобмоточного трансформатора.

Комплекс строится на базе двух микропроцессорных терминалов: «Сириус-УВ», «Сириус-Т». Также предусматривается, что на нижней стороне трансформатора установлен терминал защиты ввода «Сириус-2-В». Структура комплекса защит трансформатора приведена на рис. 1.

«*Сириус-УВ*» предназначен для выполнения функций управления, автоматики и сигнализации высоковольтного выключателя 35, 110 или 220 кВ с трехфазным управлением. Состав защит устройства позволяет выполнять роль резервной защиты силового трансформатора.

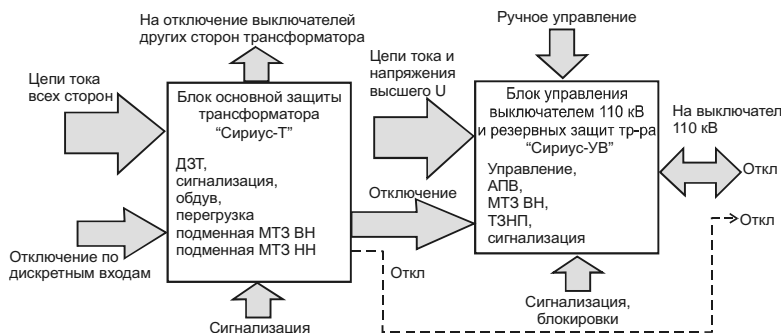


Рис. 1. Структура комплекса защит трансформатора

Терминал обеспечивает:

- двухступенчатую максимальную токовую защиту (МТЗ) от межфазных замыканий с независимой выдержкой времени. Каждая из ступеней может быть реализована с пуском по напряжению;
- двухступенчатую токовую защиту нулевой последовательности (ТЗНП) от коротких замыканий на землю с независимой выдержкой времени (может быть необходима при установке терминала на трехобмоточный трансформатор с двухсторонним питанием).
- защиту от обрыва фазы или перекоса нагрузки по току обратной последовательности с независимой выдержкой времени с действием на сигнал или на отключение.

«*Сириус-Т*» – терминал основной защиты двухобмоточного силового трансформатора с высшим напряжением 35, 110 или 220 кВ.

В состав терминала входят следующие защиты:

- быстродействующая дифференциальная токовая отсечка с контролем как действующего, так и мгновенного значений дифференциального тока;
- дифференциальная токовая защита с уставкой $(0,3 - 1,0) I_{ном}$, с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания;
- двухступенчатая максимальная токовая защита высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению;
- ступень максимальной токовой защиты стороны низшего напряжения трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению с действием на отдельное реле МТЗ–НН и на общие реле отключения с разными временами;

- защита от перегрузки с действием на сигнализацию.
- Разделение функций производилось по следующим критериям:
- основная (абсолютной селективности) и резервная (относительной селективности) защиты должны находиться в разных терминалах;
 - вся сигнализация и автоматика управления выключателем располагается в устройстве управления выключателем «Сириус-УВ»;
 - вся сигнализация и автоматика силового трансформатора располагается в устройстве «Сириус-Т».

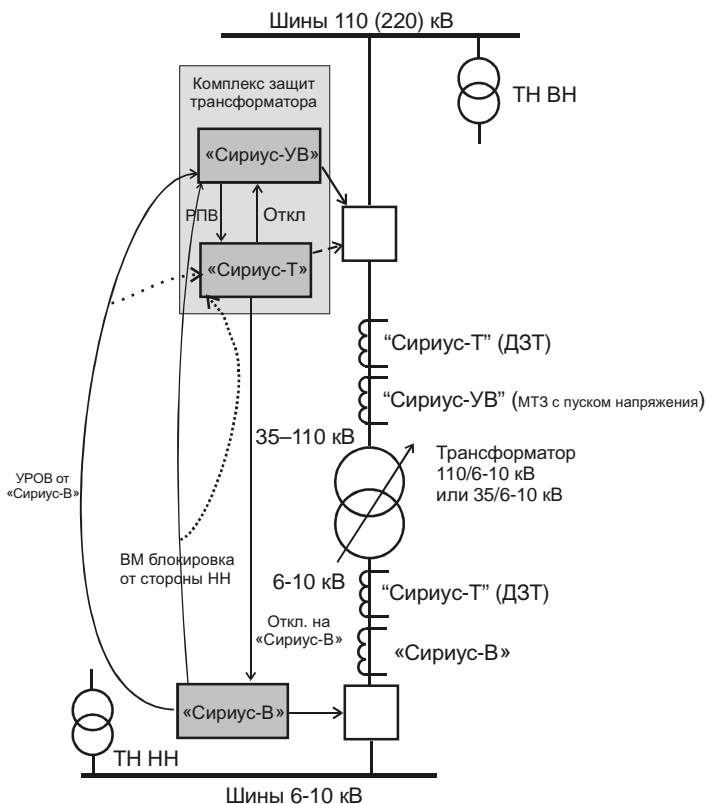


Рис. 2. Первичная схема трансформатора и комплекса его защит

Таким образом, в нормальном эксплуатационном режиме в блоке «Сириус-Т» находятся в действии следующие функции:

- дифференциальная защита трансформатора, в качестве основной защиты;
- контроль перегрузки трансформатора по току;
- автоматика обдува;
- контроль состояния трансформатора по ряду входных дискретных сигналов.

В устройстве «Сириус-УВ»:

- МТЗ ВН, в качестве резервной защиты (при необходимости – с комбинированным пуском напряжения);
- ТЗНП ВН, в качестве резервной защиты от замыканий на землю (только для защиты трехобмоточных трансформаторов с двусторонним питанием);
- функции управления, автоматике и сигнализации выключателя.

Часть функций повторяется в обоих терминалах, входящих в комплекс:

- входы отключения от УРОВ (с контролем по току);
- входы отключения от внешних защит (с контролем по току), например от дуговой защиты.

Это сделано в целях повышения гибкости построения структуры защит, а также для организации работы, в случае если по каким-либо причинам отсутствует один из терминалов.

Кроме того, в «Сириус-Т» имеется подменная МТЗ ВН с комбинированным пуском напряжения, которую можно ввести в действие при временной неработоспособности терминала «Сириус-УВ». Например, это удобно при проведении профилактических работ. Также имеется подменная МТЗ НН, которая применяется в случае сложных объектов, например трансформатора с реактором.

В обоих устройствах МТЗ ВН с комбинированным пуском напряжения реализуется с помощью дискретного разрешающего сигнала, подаваемого с нижней стороны трансформатора (например, с «Сириус-В») или реле напряжения.

Обычно отключающий сигнал от устройств защиты подается сначала на терминал, отвечающий за управление выключателем (в данном случае «Сириус-УВ»), а тот в свою очередь выдает сигнал отключения непосредственно на выключатель. Но такая цепочка приводит к задержке отключения и снижению надежности. Поэтому предполагается при аварии в случае неисправности терминала «Сириус-УВ» дополнительная прямая подача отключающего сигнала с терминала «Сириус-Т» непосредственно на катушку отключения выключателя. При этом за счет «подхвата» сигнала отключения выходным

реле терминала «Сириус-УВ» с контролем положения выключателя по сигналам «Вход РПО» гарантируется неповреждение выходных контактов реле терминала «Сириус-Т» при исправности терминала «Сириус-УВ». В случае отказа терминала «Сириус-УВ» будет, по крайней мере, отключение аварии, пусть и с возможным повреждением выходного реле у «Сириус-Т» при неисправности блок-контакта выключателя.

Такое построение комплекса защит трансформатора позволяет выполнить все требования руководящих документов [1], [2], в частности:

– обеспечена возможность отдельной проверки или ремонта основной или резервной защиты при работающем элементе;

– устройства «Сириус-Т» и «Сириус-УВ» являются полностью независимыми. При КЗ в защищаемой зоне никакой отказ в одном из терминалов не приводит к отказу или недопустимому увеличению времени отключения от другого терминала;

– основные и резервные защиты выполнены с разными принципами действия («Сириус-Т» – абсолютная селективность, «Сириус-УВ» – относительная);

– имеется возможность разделения устройств по цепям трансформаторов тока, источникам питания, цепям управления на постоянном оперативном токе, по дискретным входам и выходам.

Библиографический список

1. **Правила** устройства электроустановок / Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 648 с.
2. РД 34.35.310-97. Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем.

УДК 621.316.925

Сборка токовых цепей дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора

*Е.А. Аржанников, д-р техн. наук, Д.Б. Антонов, асп.,
В.Ю. Лукоянов, инж.*

Рассматриваются общие вопросы правил сборки токовых цепей продольной дифференциальной токовой защиты двухобмоточного трансформатора применительно к микропроцессорным устройствам защиты,

основной особенностью которых является то, что сборка производится в цифровой форме внутри самого устройства защиты.

Отметим особенности сборки обмоток самого силового трансформатора.

Обмотки силового трансформатора могут быть собраны по одной из двенадцати групп (0...11). При этом группа определяется по углам между напряжениями, а не между токами. Например, на рис. 1 показан силовой трансформатор. Пусть он собран по схеме звезда – треугольник, и при положительных направлениях напряжений по рис. 1, а он определяется как трансформатор $Yd-11$. Это значит, что напряжения стороны треугольника в симметричном режиме отстают от одноименных напряжений стороны звезда на 330 электрических градусов ($11 \times 30 = 330$). Этот же трансформатор при взгляде «снизу» можно назвать трансформатором $Dy-1$.

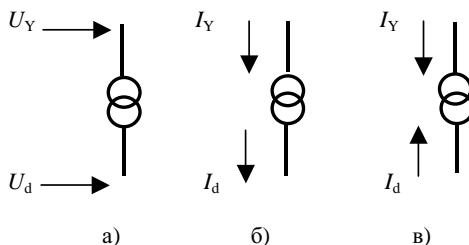


Рис. 1. Влияние положительных направлений напряжений и токов на определение группы соединения обмоток силового трансформатора

Если принять положительные направления токов по рис. 1, б, то трансформатор сохраняет по токам ту же группу, что и по напряжениям, и остается трансформатором $Yd-11$. Однако при положительных направлениях токов по рис. 1, в его следует признать по токам трансформатором $Yd-5$. Чтобы избежать путаницы, во всех учебниках при рассмотрении дифференциальных защит принимают положительные направления токов по рис. 1, б, хотя принципиально именно для защиты куда удобнее было бы принять положительные направления по рис. 1, в (все токи – в трансформатор). Именно для таких положительных направлений токов верен первый закон Кирхгофа, являющийся основой принципа действия защиты. Положительные направления по рис. 1, в позволили бы однозначно расширить правила сборки вторичных цепей на трех- и многообмоточные трансформаторы. Положительные направления по рис. 1, б не дают однозначный ответ при выборе направления третьего тока уже для трехобмоточного

трансформатора с питанием со всех сторон. Однако, отдавая дань традиции, анализ будем вести именно для направлений токов по рис. 1, б.

Существует только две возможности сборки обмоток двухобмоточного трансформатора: звезда – звезда и звезда – треугольник (сборка обмоток в зигзаг не рассматривается как не применяющаяся в российской электроэнергетике). Соответственно имеются только три основные группы соединения: $Yy-0$ (рис. 2, а), $Dd-0$ и $Yd-11$ (рис. 2, б). Все остальные группы получаются путем изменения полярности обмоток с одной стороны или путем циклической перестановки названий обмоток фаз. При изменении полярности группа меняется на 6 номеров (180 градусов). При перестановке названий группа меняется на 4 номера (120 градусов). Поэтому из 0-й группы получаются 6, и все четные. Из 11-й группы получаются 5, и все нечетные. Даже кажущаяся отличной от сборки рис. 2, б сборка рис. 2, в после рассмотрения оказывается только вариантом изображения сборки 1-й или 5-й групп. Схема рис. 2, в полностью идентична схеме рис. 2, б, если сменить на последней полярности и переименовать фазы.

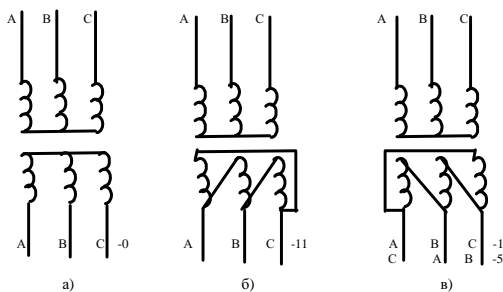


Рис. 2. Основные группы соединения обмоток (а, б) и вариант изображения сборки трансформатора 1-й или 5-й групп (в)

Сказанное верно не только для групп сборки силового трансформатора, но и для группы сборки трансформаторов тока (ТТ). Трансформаторы тока данной стороны можно собрать только двумя способами – в звезду или в треугольник. Конкретный номер группы (один из 12) влияет только на дальнейшее соединение «проводов» в схеме защиты, а не на свойства трансформации при несимметричных замыканиях. Это является основой отмеченного в [1] свойства: «правильная фазировка схемы в симметричном режиме обеспечивает ее четкую работу и при других режимах (КЗ)». Принципиальной необходимости повторять во вторичных цепях схему сборки первичных обмоток нет – достаточно, чтобы у сило-

вого трансформатора Yd на одной стороне был собран треугольник, на другой – звезда и чтобы в нагрузочном режиме токи двух сторон циркулировали «в проводах» и не заходили в «дифференциальную цепь».

Треугольник можно собрать электрически (проводами), а можно внутри микропроцессорного устройства в цифровом виде. Очевидно, целесообразно собирать именно внутри устройства, ибо это не увеличивает расчетную нагрузку ТТ. Как указано в [1], «расчетная нагрузка ТТ, соединенных в треугольник, в 3 раза больше, чем в звезду».

В общем случае группы нескольких последовательно соединенных трансформаторов суммируются (так как суммируются вносимые трансформаторами угловые сдвиги).

Звезда ТТ может иметь одну из двух групп – 0-ю или 6-ю. Это показано на рис. 3.

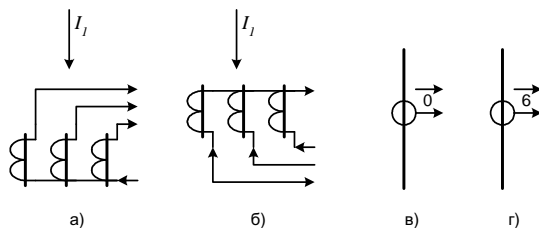


Рис. 3. Соединение ТТ в нулевую и в шестую группы (а, б) и условное обозначение этих соединений (в, г)

Рис. 3, а соответствует нулевой группе (вторичные токи сохранили направление первичных), рис. 3, б соответствует шестой группе (вторичные токи направлены встречно первичным). На рис. 3, в и 3, г показано применяемое далее условное обозначение этих групп на однолинейной схеме. На обозначении показан номер группы и направление от первичных обмоток ко вторичным. Для 0-й и 6-й групп показ направления не обязателен, для других групп – обязателен (уже показано, что группа, которая в одном направлении является 11-й, в противоположном направлении является 1-й).

Все возможные варианты подключения ТТ, собранных в звезду, к дифференциальной защите двухобмоточного трансформатора, можно разбить на два типа [2], показанные на рис. 4.

Если предположить, что силовой трансформатор имеет группу 0, то в двух первых схемах к защите подводятся вторичные токи, находящиеся в противофазе. Они замкнутся по контуру циркуляции, не попадая в дифференциальную цепь. Это названо подключением ТТ типа 1. В по-

следних двух схемах сверху и снизу подходят токи, совпадающие по фазе. Если не принять специальных мер, они сложатся в дифференциальной цепи. Мера, предотвращающая такое сложение, очевидна – в защите при подключении к ТТ по типу 2 должен быть предусмотрен дополнительный цифровой поворот одного из токов на 180 градусов – по группе 6.

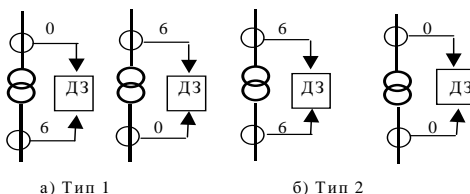


Рис. 4. Два типа подключения ТТ к схеме дифференциальной защиты

Согласно [1] классическую (проводную) дифференциальную защиту трансформатора $Yd-11$ можно собрать по одной из двух схем, показанных на рис. 5. На рис. 5, а на стороне звезды силового трансформатора собран треугольник ТТ, на стороне треугольника силового трансформатора собрана звезда ТТ. На рис. 5, б треугольник и звезда ТТ поменялись местами. На рис. 6 показаны те же схемы в однолинейном изображении. При этом предполагалось, что сами ТТ на каждой стороне собраны в звезду, а в защите цифровым способом собраны схемы, поворачивающие токи до получения циркуляции в нагрузочном режиме.

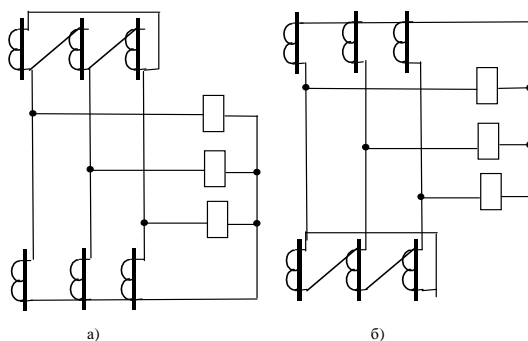


Рис. 5. Две возможные схемы сборки вторичных цепей дифференциальной защиты трансформатора $Yd-11$

Рис. 6 соответствует сборке ТТ по типу 2 схемы рис. 4. При сборке ТТ по типу 1 потребуется изменить группу в одном из «цифровых» ТТ – добавить или отнять 6.

В России применяется исключительно схема рис. 5, а. В [1] это объясняется тем, что она может применяться и при заземленной, и при разземленной нейтрали со стороны звезды силового трансформатора. Схема рис. 5, в может применяться лишь при изолированной нейтрали. Если нейтраль заземлить, то при внешнем КЗ на землю ток нулевой последовательности, идущий от нейтрали, попадет в дифференциальную цепь защиты по рис. 5 (б), б и защита сработает излишне. Схема рис. 5(б), а свободна от этого недостатка – токи нулевой последовательности первичных цепей стороны Y силового трансформатора замыкаются внутри треугольника во вторичных цепях и не проходят в дифференциальную цепь защиты.

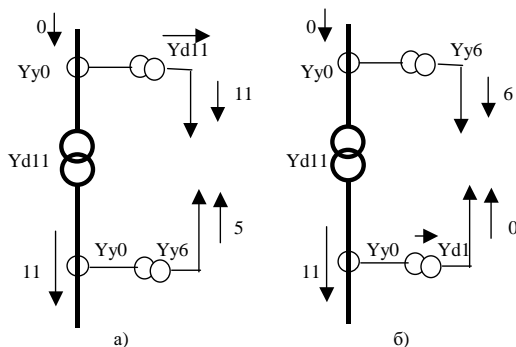


Рис. 6. Однолинейные схемы, соответствующие трехлинейным схемам рис. 5

Известно одно из преимуществ схемы рис. 5(б), б – при некоторых видах КЗ она имеет несколько большую чувствительность. Действительно, при равных относительных уставках (отношении $I_{с.з.}$ к $I_{ном}$ силового трансформатора) ток срабатывания реле в схеме рис. 5, б равен $I_{с.р.ф.}$, а в схеме рис. 5, а в $\sqrt{3}$ больше. При замыкании двух фаз в зоне действия защиты на стороне треугольника в схеме рис. 5, а через одно из реле протекает ток $I_{к втор}$. В схеме рис. 5, б в двух реле протекает ток $1/3 I_{к втор}$, в третьем реле (ток $2/3 I_{к втор}$).

Коэффициент чувствительности схемы рис 5, а

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к втор}} / \sqrt{3} I_{\text{с.р.ф.}}$$

Коэффициент чувствительности схемы рис. 5, б

$$K_{\text{ч}} = 2/3 I_{\text{к втор}} / I_{\text{с.р.ф.}}$$

Отношение коэффициентов чувствительности равно $2\sqrt{3}/3 = 1,15$, то есть защита по рис. 5, б более чувствительна к двухфазным замыканиям на стороне треугольника, чем защита по рис. 5, а, но всего на 15 %.

На российских двухтрансформаторных подстанциях 110 кВ обычно заземлена нейтраль только у одного трансформатора. В этом случае можно собрать токовые цепи защиты двух трансформаторов по-разному. Но оперативное изменение режима нейтрали (заземление второго трансформатора при отключении того, чья нейтраль ранее была заземлена) окажется невозможно без перестройки защиты. Несомненно, это создаст большие неудобства для эксплуатации. Следовательно, нецелесообразно отказываться от отечественной практики сборки токовых цепей защиты по типу рис. 5, а для всех трансформаторов в сетях с заземленной нейтралью.

Будем относить все трансформаторы 110 – 220 кВ к типу *YNd*, если у них имеется в цепи нейтрали заземляющий нож, который может быть когда-то замкнутым. И будем относить такие же трансформаторы 35 кВ к типу *Yd*.

За рубежом используется еще одна возможность для обеспечения недействия защиты при внешних замыканиях на землю – исключение тока нулевой последовательности из всех фазных токов. Программно это несложно обеспечить. И в принципе можно было бы все защиты трансформаторов звезда – треугольник собирать однотипно – на стороне звезды собирать звезду, но в сетях с заземленной нейтралью предусматривать исключение токов нулевой последовательности. Но в нашей стране исключение токов нулевой последовательности никогда не применялось и вряд ли стоит вводить такую практику.

Приводится таблица рекомендуемой сборки токовых цепей в защите трансформаторов звезда – треугольник. В основе лежат следующие положения:

1. Положительные направления первичных токов соответствуют рис. 1, б, измерительные трансформаторы тока собраны в звезду по одному из типов с рис. 4.

2. Предполагается, что дифференциальный ток равен сумме токов с двух сторон.

3. Обозначение *YN* соответствует обмотке, собранной в звезду и подключенной к сети с заземленной нейтралью, обозначение *Y* соответствует обмотке, собранной в звезду и подключенной к сети с изолированной нейтралью.

*Сборка токовых цепей дифференциальной защиты
двухобмоточного трансформатора*

4. Если первичная обмотка YN , то вторичные цепи собираются цифровым способом в треугольник для исключения токов нулевой последовательности. Если первичная обмотка Y , то вторичные цепи собираются цифровым способом в звезду.

Таблица 1. Группы цифровой сборки токовых цепей дифференциальной защиты трансформаторов звезда – треугольник

Соединение силового трансформатора		Группа, собираемая цифровым путем	
ТТ по типу 1	ТТ по типу 2	со стороны звезды	со стороны треугольника
$YNd-11, Dyn-1$	$YNd-5, Dyn-7$	11	0
$YNd-5, Dyn-7$	$YNd-11, Dyn-1$	11	6
$YNd-1, Dyn-11$	$YNd-7, Dyn-5$	1	0
$YNd-7, Dyn-5$	$YNd-1, Dyn-11$	1	6
$Yd-11, Dy-1$	$Yd-5, Dy-7$	0	1
$Yd-5, Dy-7$	$Yd-11, Dy-1$	6	1
$Yd-1, Dy-11$	$Yd-7, Dy-5$	6	5
$Yd-7, Dy-5$	$Yd-1, Dy-11$	0	5

В случае трансформаторов с четными группами соединений в сетях с заземленной нейтралью следует на обеих сторонах соединять цифровые трансформаторы тока в треугольник (чтобы отказаться от исключения из токов нулевой составляющей). В сетях с изолированной нейтралью можно собирать как две звезды, так и два треугольника. Рекомендуемые группы приведены в табл. 2. В скобках указываются возможные варианты при сборке двух треугольников.

Таблица 2. Группы цифровой сборки токовых цепей дифференциальной защиты трансформаторов с четными группами соединений первичных обмоток

Соединение силового трансформатора.		Группа, собираемая цифровым путем	
ТТ по типу 1	ТТ по типу 2	со стороны ВН	со стороны НН
$YNyn-0$	$YNyn-6$	11	11
$YNyn-6$	$YNyn-0$	11	5
$YNyn-8$	$YNyn-2$	1	5
$YNyn-2$	$YNyn-8$	1	11
$YNyn-10$	$YNyn-4$	11	1
$YNyn-4$	$YNyn-10$	5	1
$Yy-0, Dd-0$	$Yy-6, Dd-6$	0 (11)	0 (11)
$Yy-6, Dd-6$	$Yy-0, Dd-0$	0 (11)	6 (5)

В устройстве защиты должна предусматриваться возможность цифровой сборки токовых цепей в любую из приведенных в таблицах групп. Тогда руководствуясь сформулированными правилами и таблицами,

можно собирать токовые цепи защиты любого трансформатора при сохранении сборки всех измерительных трансформаторов тока в звезды.

Библиографический список

1. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. – М.: Энергия, 1976. – 560 с.
2. Модуль дифференциального реле SPCD-3D53. Руководство пользователя и техническое описание. – АББ Реле-Чебоксары.

УДК 621.316.925

**Принципы организации логической защиты шин
на микропроцессорных терминалах**

*К.С. Аганичев, инж., Д.Б. Антонов, асп.,
В.Ю. Лукоянов, инж.*

В настоящее время, в связи с широким внедрением микропроцессорных терминалов релейной защиты в сетях 6 – 35 кВ, целесообразно использовать такую новую возможность, заложенную практически во все типы устройств, как логическая защита шин (ЛЗШ). Собственно схемная реализация ЛЗШ на подстанции при этом представляет собой чисто монтажный узел, практически не требующий затрат. В то же время использование ЛЗШ позволяет существенно снизить время отключения различных дуговых замыканий на шинах секций и практически полностью устранить их разрушительные последствия. Как показывает опыт, отключение дуги за время не более 0,2 с не приводит ни к каким повреждениям, тогда как время существования дуги свыше 1 с приводит к катастрофическим повреждениям системы шин. Как правило, секционная и вводная защиты отстраиваются от КЗ на фидерах, поэтому время срабатывания МТЗ у них выбирается не менее 1 с (обычно около 1,5 с). При КЗ на шинах, без дополнительных мероприятий, это приводит к недопустимо большим повреждениям. Реализация же логической защиты шин позволяет очень просто и эффективно уменьшать время отключения и, следовательно, возможные повреждения оборудования.

В статье рассматриваются функции логической защиты шин, а также проанализированы достоинства и недостатки различных схем ее построения. Общность подходов в реализации самой ЛЗШ в терминалах ре-

лейной защиты производства различных фирм способствует универсальности применения данных рассуждений.

Предполагается следующая ситуация: имеются микропроцессорные терминалы защит присоединений, вводов и секционного выключателя. Все терминалы оснащены универсальным (перекидными контактами выходного реле) выходным сигналом «Пуск МТЗ», вырабатываемым при пуске любой из введенных ступеней МТЗ. Терминалы, установленные на вводе или секционном выключателе, кроме этого, имеют входы для блокировки ступени либо токовой отсечки, либо специальной ступени МТЗ, предназначенной именно для реализации ЛЗШ. В статье принято, что каждый терминал имеет по два выхода и по два входа.

Существуют два способа использования схемы по части блокирующих сигналов – с *последовательным* и *параллельным* соединением блокирующих контактов.

Также можно классифицировать схемы ЛЗШ – с разделением секций и объединением секций по блокирующим сигналам. И та, и другая имеют определенные недостатки – их надо взвешивать в каждом конкретном случае для принятия решения.

Рассмотрим реализацию ЛЗШ с разделением блокирующих сигналов по секциям.

Обычная схема типовой подстанции с отключенным секционным выключателем

1. КЗ на отходящем фидере (рис. 1).

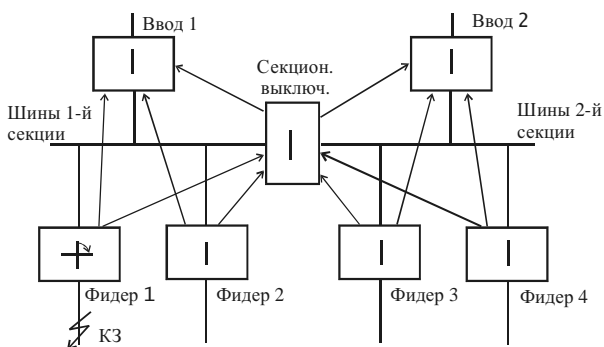


Рис. 1. Действие ЛЗШ при КЗ на отходящем фидере

При таком КЗ ток потечет через защиты фидера 1 и ввода 1. При этом запустится МТЗ фидера 1 и выдаст сигнал блокировки ЛЗШ на защиту ввода и отключится только выключатель фидера.

2. КЗ на системе шин 1-й секции (рис. 2).

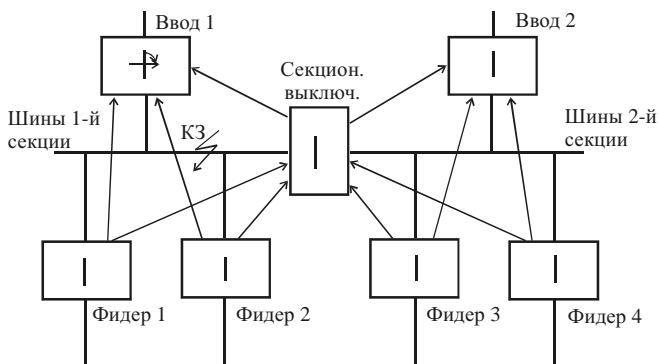


Рис. 2. Действие ЛЗШ при КЗ на системе шин 1-й секции

При таком КЗ ток потечет через защиту ввода 1. Сигналов блокировки ЛЗШ у него не будет, ЛЗШ сработает и отключит выключатель ввода. Для другой секции ЛЗШ действует аналогично.

«Косая» схема.

1. КЗ на шинах ближней секции (рис. 3).

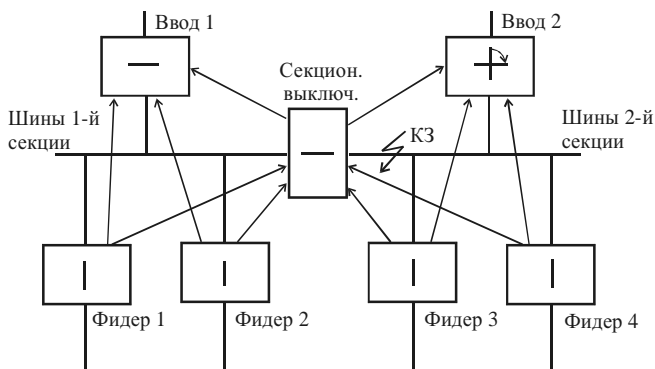


Рис. 3. Действие ЛЗШ при КЗ на шинах ближней секции

При КЗ на шинах своей секции (ближней) запустится по току только защита вводного выключателя. Он и отключится от ЛЗШ, так как блокирующих сигналов на него не будет.

2. КЗ на шинах дальней секции (рис. 4).

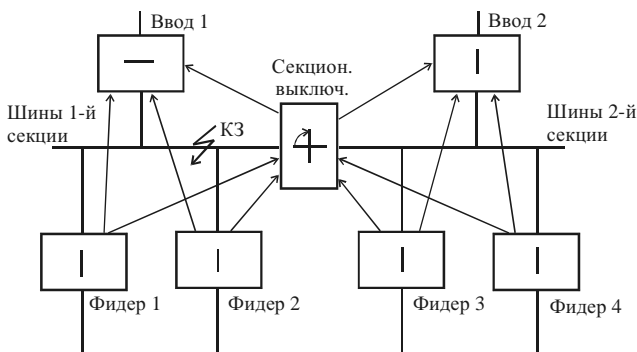


Рис. 4. Действие ЛЗШ при КЗ на шинах дальней секции

При КЗ на шинах дальней секции, за секционным выключателем, произойдет пуск ступеней ЛЗШ как секции, так и ввода. Терминал секционного выключателя выдаст сигнал блокировки, поэтому вводной выключатель не отключится. Отключится секционный выключатель, сохранится в работе ближнюю секцию.

3. КЗ на фидере ближней секции (рис. 5).

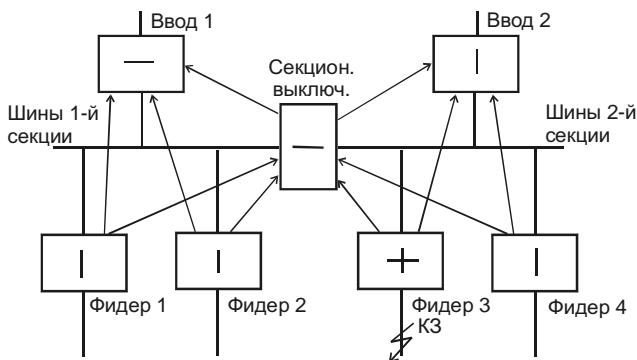


Рис. 5. Действие ЛЗШ при КЗ на фидере ближней секции

При КЗ на фидере ближней секции произойдет пуск как МТЗ фидерной защиты, так и ступени ЛЗШ вводного терминала. За счет сигнала блокировки от фидерного терминала ввод будет заблокирован и

отключится лишь выключатель данного фидера. Через секционный выключатель аварийного тока не будет, поэтому защита данного выключателя не запустится.

4. КЗ на фидере дальней секции (рис. 6).

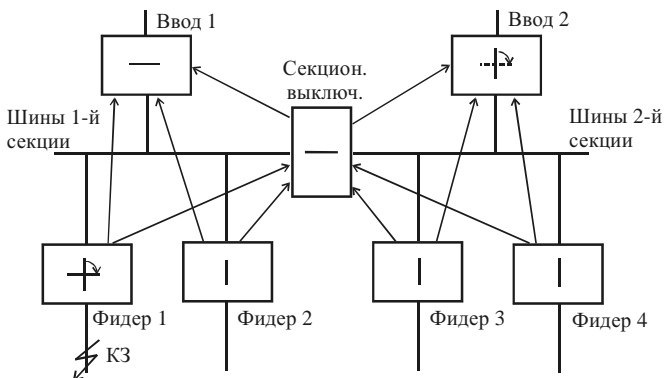


Рис. 6. Действие ЛЗШ при КЗ на фидере дальней секции

При КЗ на фидере дальней секции произойдет пуск ступени МТЗ фидерной защиты, а также пуск ЛЗШ секционного и вводного терминалов. Секционный выключатель заблокируется от фидерной защиты, а вводной будет блокироваться секционным только в том случае, если выход «Пуск МТЗ» секционной защиты будет формироваться даже при заблокированной ЛЗШ. Если же секционный терминал не выдаст сигнал «Пуск МТЗ», то произойдет отключение вводного выключателя, что полностью обесточит всю подстанцию, а не один фидер, как должно быть.

Но даже в этом случае, когда сигнал «Пуск МТЗ» будет заблокирован, есть выход из положения. Кроме ЛЗШ, в секционной защите всегда есть хотя бы одна ступень МТЗ, которая также вырабатывает сигнал «Пуск МТЗ», являющийся сигналом блокировки для вводной защиты. В этом случае, несмотря на то, что ступень ЛЗШ в секционной защите будет заблокирована, секционный терминал все равно выдаст сигнал блокировки на защиту ввода, и отключение будет производиться защитой фидера.

Недостатком такого варианта является необходимость согласования токов срабатывания МТЗ и ЛЗШ в защитах, обязательность применения МТЗ в секционном выключателе, а также строгий расчет всех уставок по

времени и току во всех терминалах без права вывода из работы какой-нибудь из ступеней без просчета работы логической защиты шин.

Достоинством является полная развязка всех сигналов разных секций.

Рассмотрим работу схемы ЛЗШ с объединением блокирующих сигналов от всех фидерных защит обеих секций.

Раздельная работа секций на типовой подстанции

КЗ на отходящем фидере (рис. 7).

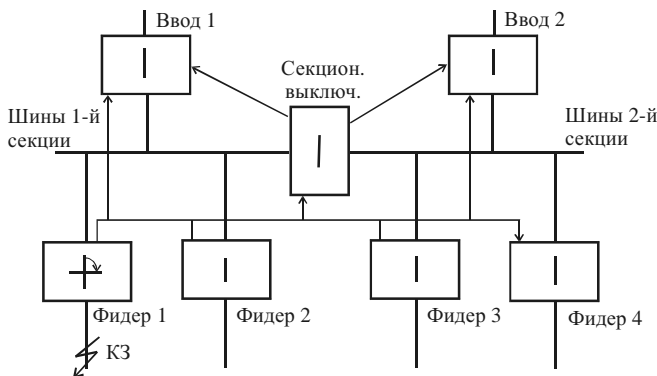


Рис. 7. Действие ЛЗШ при КЗ на отходящем фидере

При КЗ на отходящем фидере запускается МТЗ данного фидера и ступень ЛЗШ терминала ввода. Своим пуском МТЗ терминал фидера блокирует защиты обоих вводов, чем обеспечивается отключение только выключателя фидера.

Недостаток данного варианта заключается в том, что при одновременном КЗ на шинах другой секции произойдет отказ в работе ЛЗШ, так как она уже заблокирована защитой отходящего фидера. Аналогично произойдет и отказ при КЗ на шинах ближней секции (при другом сочетании поврежденных фаз, чем на фидере), так как терминал ввода защищаемой секции также заблокирован по ЛЗШ.

Этим недостатком также можно было бы пренебречь, учитывая чрезвычайно малую вероятность данного события, но при этом имеется еще и связь по сигналам обеих секций, что уже является серьезным поводом для отказа от данной схемы.

Рассмотрим остальные случаи:

«Косая» схема

1. КЗ на шинах своей секции (рис. 8).

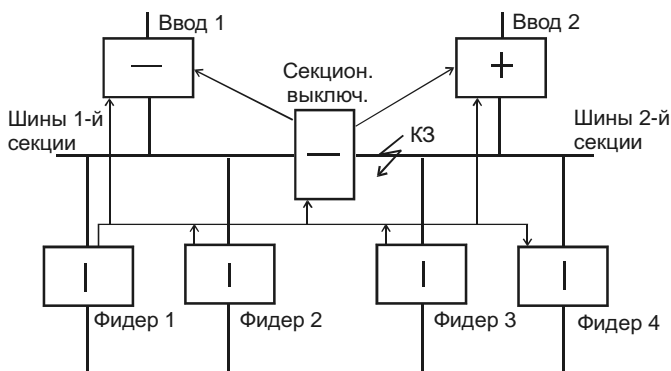


Рис. 8. Действие ЛЗШ при КЗ на шинах защищаемой секции

При КЗ на шинах защищаемой секции запускается только ЛЗШ защиты ввода, она ничем не блокируется и отключает ввод. Система работает правильно.

2. КЗ на шинах соседней секции (рис. 9).

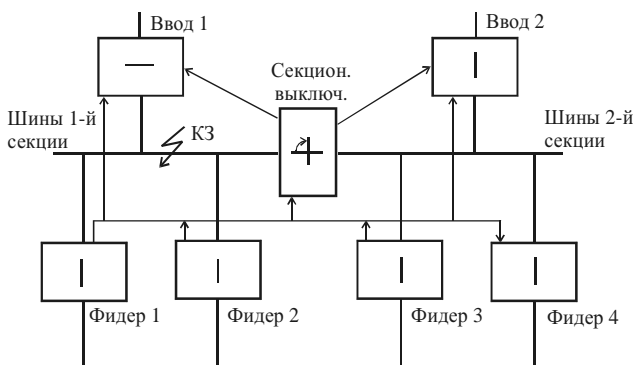


Рис. 9. Действие ЛЗШ при КЗ на шинах соседней секции

При КЗ на соседней секции запускаются как секционный, так и вводной терминал (по ступеням ЛЗШ). Своим пуском терминал секции заблокирует защиту ввода, поэтому отключится только секционный выключатель.

3. КЗ на фидере защищаемой секции (рис. 10).

При КЗ на шинах защищаемой секции произойдет пуск МТЗ защиты фидера и пуск ЛЗШ вводного терминала. За счет пуска МТЗ фи-

дера ЛЗШ на вводе будет заблокирована, и отключится только выключатель фидера.

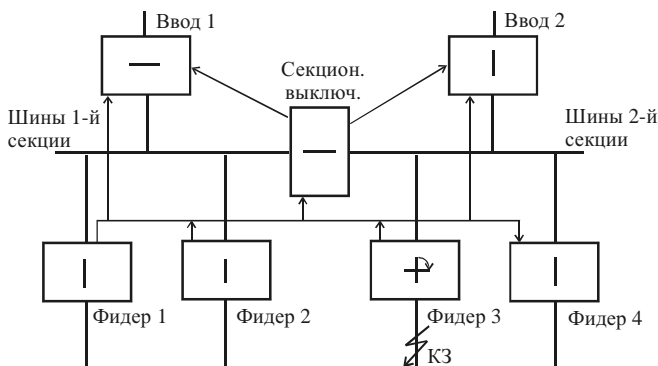


Рис. 10. Действие ЛЗШ при КЗ на фидере защищаемой секции

4. КЗ на фидере соседней секции (рис. 11).

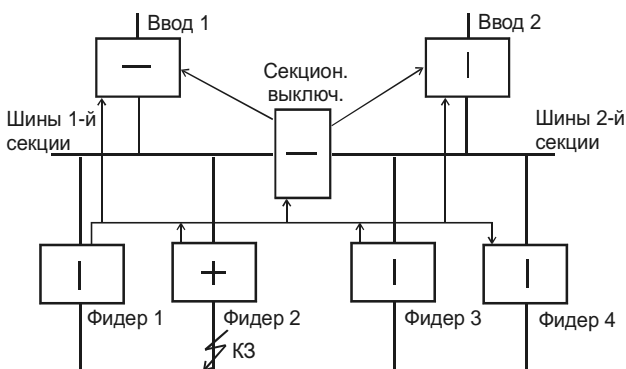


Рис. 11. Действие ЛЗШ при КЗ на фидере соседней секции

При КЗ на фидере соседней секции запустятся все три терминала – фидера, секции и ввода. За счет пуска МТЗ фидерной защиты ЛЗШ секционного и вводного выключателей будет заблокирована, поэтому отключится только выключатель фидера.

Как правило, современные микропроцессорные терминалы имеют возможность выбора полярности блокирующего сигнала. Последова-

тельное соединение нормально замкнутых контактов реле «Пуск МТЗ» отходящих фидеров предпочтительнее, так как обычно в терминалах защиты имеется еще и контроль наличия напряжения на схеме ЛЗШ. Пример организации последовательной схемы логической защиты шин приведен на рис. 12.

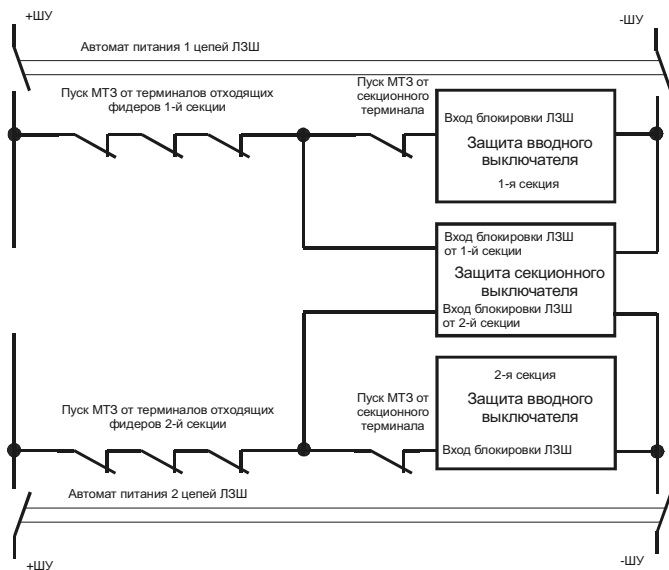


Рис. 12. Последовательная схема организации логической защиты шин на типовой подстанции

Выводы

1. На основе анализа работы всех возможных вариантов реализации логической защиты шин выявлены два случая, когда ЛЗШ может функционировать неправильно:

- КЗ на фидере соседней секции «косой» схемы при раздельной блокировке ЛЗШ по секциям (рис. 6);
- схема с объединенными блокирующими сигналами от обеих секций, имеющая блокировку работы ЛЗШ во время КЗ на отходящих фидерах.

2. В первом случае «пробел» в логике защиты шин может быть устранен одной из ступеней МТЗ секционной защиты. Необходимость в этом возникает, если блокировка действия ЛЗШ вызывает в секционном

терминале запрет выдачи сигнала «Пуск МТЗ» ступенью, предназначенной для ЛЗШ.

Поэтому для вновь проектируемых микропроцессорных терминалов защиты секционного выключателя рекомендуется разрешать выдачу сигнала «Пуск МТЗ» ступенью ЛЗШ даже при поступлении блокирующего сигнала. Тогда не будет необходимости задействовать еще и ступень МТЗ для реализации логики ЛЗШ.

УДК 621.391.26(075): 621.316.925

Аналоговые и цифровые фильтры измерительного органа защиты от замыканий на землю кабельных сетей 6 – 10 кВ

В.А. Шуин, д-р техн. наук, А.В. Гусенков, канд. техн. наук

Постановка задачи. При разработке устройств релейной защиты, основанных как на микроэлектронной элементной базе, так и с использованием микропроцессорных средств, одной из наиболее сложных и ответственных задач является фильтрация (обработка) входных электрических величин, отвечающих за формирование воздействующей величины, на которую реагирует защита. При этом предварительная обработка входных сигналов в измерительной части устройств релейной защиты (УРЗ) может осуществляться либо с помощью аналоговых, либо с использованием цифровых фильтров.

Известно [1, 2], что цифровые фильтры (ЦФ), предназначенные для выполнения тех же функций, что и аналоговые, обладают по сравнению с последними рядом преимуществ:

- высокой стабильностью параметров в процессе эксплуатации;
- идентичностью характеристик при тиражировании устройств;
- возможностью получения заданных форм амплитудно-частотных (АЧХ) и фазочастотных (ФЧХ) характеристик;
- отсутствием необходимости в настройке фильтров;
- относительной простотой реализации программными методами;
- простотой адаптации при изменении режимов работы устройств и др.

Следует отметить, с другой стороны, что цифровая фильтрация в отличие от аналоговой имеет более узкий рабочий диапазон частот обрабатываемых сигналов. Это связано с тем, что требования к быстродействию цифровых фильтров определяются скоростью изменения входных информационных сигналов, скоростью протекания переходных процессов в электронных компонентах ЦФ, а также сложностью алгоритма фильтрации и алгоритма работы устройства в целом. Таким образом, скорость цифровой фильтрации, а следовательно, и рабочий диапазон цифрового фильтра определяются, прежде всего, производительностью используемого вычислительного устройства. Однако в последнее время с появлением новых быстродействующих относительно недорогих и надежных микропроцессоров, а также микросхем памяти, выполненных по технологии больших интегральных схем, указанное ограничение по диапазону частот уже не имеет существенного значения.

Микропроцессорная элементная база открывает широкие возможности для повышения технического совершенства устройств релейной защиты, цифровая обработка сигналов является перспективным направлением при построении измерительных органов УРЗ. При этом накопленный опыт разработок в области проектирования аналоговых фильтров позволяет наиболее быстро и оптимально получить ЦФ с требуемыми характеристиками.

Выполненные ранее исследования [3, 4] показывают, что условия функционирования защит от ОЗЗ существенно отличаются от условий работы классических защит от междуфазных КЗ. Форма и значения электрических величин (ток и напряжение нулевой последовательности), подводимых к измерительным органам защиты от ОЗЗ, определяются, прежде всего, режимом заземления нейтрали сети и разновидностью ОЗЗ [3].

При разработке цифрового фильтра в первую очередь необходимо принимать во внимание следующие основные виды однофазных замыканий на землю:

- устойчивые (металлические, через переходное сопротивление и дуговые);
- неустойчивые (кратковременные самоустраняющиеся, прерывистые дуговые, перемежающиеся дуговые).

Устойчивые ОЗЗ характеризуются наличием в токе и напряжении в основном только принужденных составляющих промышленной частоты и высших гармоник.

Неустойчивые дуговые замыкания, являющиеся основным видом ОЗЗ, характеризуются прерывистой формой тока, в которой преобладают

свободные составляющие переходного процесса с частотами от десятков герц до сотен килогерц и амплитудами, достигающими сотен и даже тысяч ампер.

В начальной стадии пробоя изоляции фазы на землю быстроизменяющиеся колебания тока и напряжения, сопровождающие процессы перезаряда емкостей фаз сети не только оказывают существенное влияние, но и практически определяют форму, амплитуду и начальные фазовые соотношения переходных токов и напряжений нулевой последовательности.

В этих условиях к измерительному органу защиты предъявляются жесткие требования как по быстродействию, так и по отсутствию значительных фазовых искажений информационных сигналов. При использовании аналоговых фильтров во входных цепях устройств защиты эти требования удовлетворяются достаточно просто.

Построение цифрового измерительного органа защиты с полосой пропускания в несколько десятков килогерц даже на современном этапе развития микропроцессорной техники вызывает значительные трудности.

По этой причине необходимо ограничивать «сверху» рабочий частотный диапазон измерительного органа микропроцессорной защиты от замыканий на землю. В [4] отражены исследования частотного спектра тока и напряжения нулевой последовательности при ОЗЗ, выполненные в целях выбора оптимальной, с точки зрения обеспечения требуемого быстродействия, полосы пропускания фильтров измерительного органа устройств защиты от ОЗЗ.

Анализ результатов исследований показывает, что основная часть энергии гармонических составляющих переходного процесса сосредоточена в полосе от 200 Гц до 2...3 кГц. Таким образом, без существенного ограничения устойчивости функционирования при внутренних однократных и прерывистых ОЗЗ верхняя граница рабочей полосы частот устройств защиты от ОЗЗ может быть принята в пределах 2...3 кГц. Указанные частотные составляющие должны выделяться из сигналов, содержащих значительную долю промышленной частоты $f = 50$ Гц. Степень подавления частоты $f = 50$ Гц по условиям обеспечения чувствительности измерительного органа защиты к высшим гармоническим составляющим установленного режима ОЗЗ должна составлять не менее 1000 – 1200 раз.

При построении цифрового измерительного органа защиты большое значение имеют методы синтеза цифровых фильтров, обеспечивающие необходимые АЧХ и ФЧХ. Синтезируемый ЦФ должен иметь импульсную характеристику, максимально приближенную к соответствующей импульсной характеристике аналогового фильтра-прототипа. Принципиально невозможно создать ЦФ, частотная характеристика которого в точности повторяла бы частотную характеристику соответствующего анало-

гового фильтра. Можно говорить лишь о той или иной степени приближения. Основная причина различия указанных частотных характеристик в том, что коэффициент передачи ЦФ является периодической функцией частоты с периодом, определяемым шагом дискретизации [2]. При этом степень приближения АЧХ синтезированного ЦФ к соответствующей характеристике аналогового фильтра-прототипа зависит от выбранного шага дискретизации и от способа реализации (структуры) цифрового фильтра.

Как известно [1, 2, 5], число членов в математическом выражении, описывающем импульсную характеристику ЦФ, может быть конечным или бесконечным. Указанное определяет тип и структуру синтезируемого фильтра – фильтр с конечной (КИХ) или бесконечной (БИХ) импульсной характеристикой. Цифровые БИХ-фильтры, как и соответствующие им аналоговые фильтры, не могут обеспечить совершенные линейные фазовые характеристики, но по своим частотным характеристикам оказываются, как правило, гораздо ближе к частотным характеристикам аналогового фильтра-прототипа. В противоположность им цифровые КИХ-фильтры могут быть рассчитаны для обеспечения линейных фазовых характеристик. Кроме того, цифровые КИХ-фильтры всегда устойчивы. Однако выполнение цифрового КИХ-фильтра требует большего числа вычислений и большего числа цифровых элементов (прежде всего, элементов «памяти»). Окончательный выбор типа фильтра возможен на основе сравнения эффективности работы соответствующих алгоритмов. Однако учитывая, что для реализации цифрового измерительного органа микропроцессорной защиты от однофазных замыканий на землю необходимо, чтобы АЧХ синтезируемого ЦФ достаточно точно аппроксимировала АЧХ аналогового фильтра-прототипа, выбраны БИХ-фильтры.

Процедуру синтеза ЦФ можно условно разбить на четыре этапа:

- аппроксимацию частотных характеристик ЦФ;
- синтез и оптимизацию структурной схемы ЦФ;
- разработку на основе оптимизированной структурной схемы алгоритма цифровой фильтрации;
- программную реализацию алгоритма ЦФ.

В качестве аналогового фильтра-прототипа будем рассматривать фильтр, используемый в аналоговом измерительном органе устройства «СПЕКТР» [6], разработанного на кафедре «Автоматическое управление электроэнергетическими системами» Ивановского государственного энергетического университета. Указанное устройство предназначено для выполнения селективной защиты и сигнализации однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в кабельных сетях 6 – 10 кВ.

Аналоговые фильтры устройства «СПЕКТР», используемые в каналах производной напряжения нулевой последовательности dU_0/dt и тока нулевой последовательности I_0 , имеют относительно сложные передаточные функции, обусловленные высокими требованиями, предъявляемыми к АЧХ фильтров, что, в свою очередь, определяет сложность передаточных функций ЦФ.

Первый этап синтеза ЦФ связан с определением передаточной функции $H(p)$ аналогового фильтра-прототипа с последующим преобразованием ее в передаточную характеристику (функцию) соответствующего цифрового фильтра [7, 8].

Передаточная характеристика аналогового фильтра-прототипа. На рис. 1 приведена принципиальная схема аналогового фильтра-прототипа, используемого в каналах производной напряжения dU_0/dt и тока I_0 УСЗ «СПЕКТР». Фильтр состоит из включенных каскадно пассивного режекторного фильтра, подавляющего составляющие промышленной частоты 50 Гц, и активного полосового фильтра, пропускающего частоты 150 – 1050 Гц и имеющего частоту среза $1,5 \div 2$ кГц.

Для получения идентичных амплитудно-частотных характеристик аналоговых фильтров каналов dU_0/dt и I_0 параметры их схем приняты одинаковыми. Фильтр канала dU_0/dt отличается от фильтра канала I_0 УСЗ «СПЕКТР» только наличием дифференциатора на входе (на схеме не показан).

Передаточная характеристика аналогового фильтра прототипа в целом определяется следующим выражением:

$$H(p) = \frac{U_{\text{вых}}(p)}{U_{\text{вх}}(p)}. \quad (1)$$

Функцию $H(p)$ для всего сложного АФ в целом проще определять по передаточным функциям $H_1(p)$ и $H_2(p)$ ее отдельных относительно простых звеньев. Поскольку отдельные звенья аналоговой системы обладают свойством однонаправленности (т.е. связь входной и выходной переменных отдельного звена не изменяется при подключении других звеньев), то при последовательном соединении звеньев фильтра выходная переменная предыдущего звена является входной для последующего, очевидно при этом передаточная функция

$$H(p) = H_1(p) * H_2(p), \quad (2)$$

где $H_1(p)$ – передаточная характеристика режекторного фильтра; $H_2(p)$ – передаточная функция полосового фильтра.

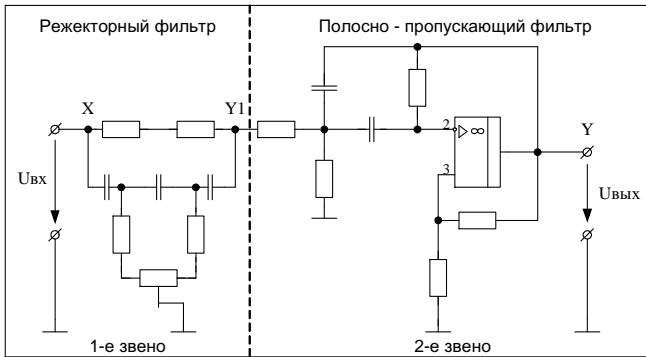


Рис. 1. Принципиальная схема аналогового фильтра УСЗ «СПЕКТР»

Передаточная характеристика режекторного фильтра. Определим передаточную характеристику режекторного фильтра $H_1(p)$. Для этого схему первого звена фильтра представим в виде, изображенном на рис. 2.

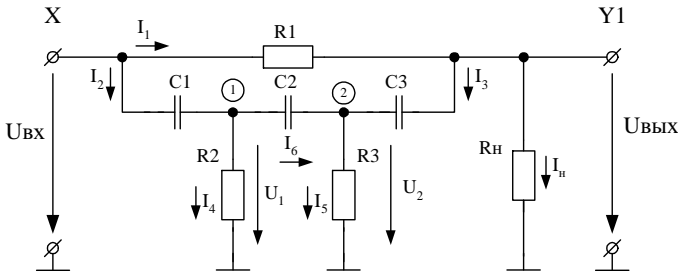


Рис. 2. Расчетная схема режекторного фильтра

Из схемы рис. 2 находим

$$I_1 = U_{вх} \frac{1}{R_1} - U_{вых1} \frac{1}{R_1}. \quad (3)$$

$$I_3 = U_{вх} \frac{1}{R_1} - U_{вых1} \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_н} \right). \quad (4)$$

Обозначим через $\frac{1}{R_\Sigma} = \frac{R_н + R_1}{R_1 \cdot R_н}$, (5)

тогда $R_{\Sigma} = \frac{R_1 \cdot R_n}{R_n + R_1}$, т.е. $R_{\Sigma} = R_1 \parallel R_n$, и, следовательно,

$$I_3 = U_{\text{ex}} \frac{1}{R_1} - U_{\text{вых1}} \frac{1}{R_{\Sigma}}. \quad (6)$$

Воспользовавшись законами Кирхгофа и методами операционного исчисления, найдем напряжение в узле 2 в операторной форме:

$$U_2 = U_{\text{вых1}} - I_3 X_{C3} = U_{\text{вых1}} \frac{R_{\Sigma} C_3 p + 1}{R_{\Sigma} C_3 p} - U_{\text{ex}} \frac{1}{R_1 C_3 p}. \quad (7)$$

Ток I_5 определяется из следующего выражения:

$$I_5 = U_2 \cdot \frac{1}{R_3} = U_{\text{вых1}} \frac{R_{\Sigma} C_3 p + 1}{R_{\Sigma} R_3 C_3 p} - U_{\text{ex}} \frac{1}{R_1 R_3 C_3 p}. \quad (8)$$

Найдем ток I_6 :

$$I_6 = I_5 - I_3 = U_{\text{вых1}} \frac{R_{\Sigma} C_3 p + R_3 C_3 p + 1}{R_{\Sigma} R_3 C_3 p} - U_{\text{ex}} \frac{R_3 C_3 p + 1}{R_1 R_3 C_3 p}. \quad (9)$$

Напряжение в узле 1 находится из следующего соотношения:

$$\begin{aligned} U_1 &= U_2 + I_6 \cdot X_{C2} = U_2 + I_6 \frac{1}{C_2 p} = \\ &= U_{\text{вых1}} \frac{R_{\Sigma} R_3 C_2 C_3 p^2 + p(R_3 C_2 + R_{\Sigma} C_3 + R_3 C_3) + 1}{R_{\Sigma} R_3 C_2 C_3 p^2} - \\ &\quad - U_{\text{ex}} \frac{p(R_3 C_2 + R_3 C_3) + 1}{R_1 R_3 C_2 C_3 p^2}. \end{aligned} \quad (10)$$

Выражение для тока I_4 :

$$\begin{aligned} I_4 &= \frac{U_1}{R_2} = U_{\text{вых1}} \frac{R_{\Sigma} R_3 C_2 C_3 p^2 + p(R_3 C_2 + R_{\Sigma} C_3 + R_3 C_3) + 1}{R_{\Sigma} R_2 R_3 C_2 C_3 p^2} - \\ &\quad - U_{\text{ex}} \frac{p(R_3 C_2 + R_3 C_3) + 1}{R_1 R_2 R_3 C_2 C_3 p^2}. \end{aligned} \quad (11)$$

Ток I_2 определяется как сумма токов I_4 и I_6 :

$$I_2 = I_4 + I_6 = U_{\text{вых1}} \times \left(\frac{p^2 (R_2 R_3 C_2 C_3 + R_{\Sigma} R_2 C_2 C_3 + R_2 R_3 C_2 C_3) + p (R_3 C_2 + R_{\Sigma} C_3 + R_3 C_3 + R_2 C_2) + 1}{R_{\Sigma} R_2 R_3 C_2 C_3 p^2} \right) - \quad (12)$$

$$- U_{\text{ex}} \left(\frac{p^2 R_2 R_3 C_2 C_3 + p (R_3 C_2 + R_3 C_3 + R_2 C_2) + 1}{R_1 R_2 R_3 C_2 C_3 p^2} \right).$$

Выражение для входного напряжения:

$$U_{\text{ex}} = U_1 + I_2 \cdot X_{C1} = U_1 + I_2 \frac{1}{C_1 p} =$$

$$= U_{\text{вых1}} \left(\left[p^3 R_{\Sigma} R_2 R_3 C_1 C_2 C_3 + p^2 (R_2 R_3 C_1 C_2 + R_{\Sigma} R_2 C_1 C_3 + \right. \right. \quad (13)$$

$$\left. \left. + R_2 R_3 C_1 C_3 + R_{\Sigma} R_3 C_2 C_3 + R_{\Sigma} R_2 C_2 C_3 + R_2 R_3 C_2 C_3) + \right. \right.$$

$$\left. \left. + p (R_2 C_1 + R_3 C_2 + R_{\Sigma} C_3 + R_3 C_3 + R_2 C_2) + 1 \right] / R_{\Sigma} R_2 R_3 C_1 C_2 C_3 p^3 \right) -$$

$$- U_{\text{ex}} \left(\left[p^2 (R_2 R_3 C_1 C_2 + R_2 R_3 C_1 C_3 + R_2 R_3 C_2 C_3) + \right. \right.$$

$$\left. \left. + p (R_2 C_1 + R_3 C_2 + R_3 C_3 + R_2 C_2) + 1 \right] / R_1 R_2 R_3 C_1 C_2 C_3 p^3 \right).$$

Выражение (13) перепишем в следующем виде:

$$U_{\text{вых1}} \left\{ \left[p^3 R_{\Sigma} R_2 R_3 C_1 C_2 C_3 + \right. \right.$$

$$\left. \left. + p^2 (R_2 R_3 C_1 C_2 + R_{\Sigma} R_2 C_1 C_3 + R_2 R_3 C_1 C_3 + R_{\Sigma} R_3 C_2 C_3 + R_{\Sigma} R_2 C_2 C_3 + R_2 R_3 C_2 C_3) + \right. \right.$$

$$\left. \left. + p (R_2 C_1 + R_3 C_2 + R_{\Sigma} C_3 + R_3 C_3 + R_2 C_2) + 1 \right] / R_{\Sigma} R_2 R_3 C_1 C_2 C_3 p^3 \right\} = \quad (14)$$

$$= U_{\text{ex}} \left\{ \left[p^3 R_1 R_2 R_3 C_1 C_2 C_3 + p^2 (R_2 R_3 C_1 C_2 + R_2 R_3 C_1 C_3 + R_2 R_3 C_2 C_3) + \right. \right.$$

$$\left. \left. + p (R_2 C_1 + R_3 C_2 + R_3 C_3 + R_2 C_2) + 1 \right] / R_1 R_2 R_3 C_1 C_2 C_3 p^3 \right\}.$$

Из выражения (14) с учетом (1) находим

$$\begin{aligned}
 H_1(p) &= \frac{Y_1(p)}{X(p)} = \frac{U_{\text{вых1}}(p)}{U_{\text{вх}}(p)} = \\
 &= \frac{R_\Sigma}{R_1} \cdot \left[p^3 R_1 R_2 R_3 C_1 C_2 C_3 + p^2 (R_2 R_3 C_1 C_2 + R_2 R_3 C_1 C_3 + R_2 R_3 C_2 C_3) + \right. \\
 &\quad \left. + p (R_2 C_1 + R_3 C_2 + R_3 C_3 + R_2 C_2) + 1 \right] / \left[p^3 R_\Sigma R_2 R_3 C_1 C_2 C_3 + \right. \\
 &\quad \left. + p^2 (R_2 R_3 C_1 C_2 + R_\Sigma R_2 C_1 C_3 + R_2 R_3 C_1 C_3 + R_\Sigma R_3 C_2 C_3 + R_\Sigma R_2 C_2 C_3 + R_2 R_3 C_2 C_3) + \right. \\
 &\quad \left. p (R_2 C_1 + R_3 C_2 + R_\Sigma C_3 + R_3 C_3 + R_2 C_2) + 1 \right].
 \end{aligned} \tag{15}$$

В целях упрощения дальнейших расчетов будем считать, что выход режекторного фильтра нагружен на бесконечно большое сопротивление. Найдем предел отношения $\frac{R_\Sigma}{R_1}$ при $R_H \rightarrow \infty$

$$\begin{aligned}
 \lim_{R_H \rightarrow \infty} \frac{R_\Sigma}{R_1} &= \lim_{R_H \rightarrow \infty} R_\Sigma \cdot \frac{1}{R_1} = \lim_{R_H \rightarrow \infty} \frac{R_1 R_H}{R_1 + R_H} \cdot \frac{1}{R_1} = \\
 &= \lim_{R_H \rightarrow \infty} \frac{R_H}{R_1 + R_H} = \lim_{R_H \rightarrow \infty} \frac{1}{\frac{R_1}{R_H} + 1} = \frac{1}{0 + 1} = 1.
 \end{aligned} \tag{16}$$

Аналогично определяем

$$\lim_{R_H \rightarrow \infty} R_\Sigma = \lim_{R_H \rightarrow \infty} \frac{R_1 \cdot R_H}{R_1 + R_H} = \lim_{R_H \rightarrow \infty} \frac{R_1}{\frac{R_1}{R_H} + 1} = \lim_{R_H \rightarrow \infty} \frac{R_1}{0 + 1} = R_1. \tag{17}$$

Следовательно, для случая $R_H \rightarrow \infty$ выражение (15) с учетом (16) и (17) можно записать в следующем виде:

$$\begin{aligned}
 H_1(p) &= \left[p^3 R_1 R_2 R_3 C_1 C_2 C_3 + p^2 (R_2 R_3 C_1 C_2 + R_2 R_3 C_1 C_3 + R_2 R_3 C_2 C_3) + \right. \\
 &\quad \left. + p (R_2 C_1 + R_3 C_2 + R_3 C_3 + R_2 C_2) + 1 \right] / \left[p^3 R_1 R_2 R_3 C_1 C_2 C_3 + \right. \\
 &\quad \left. + p^2 (R_2 R_3 C_1 C_2 + R_1 R_2 C_1 C_3 + R_2 R_3 C_1 C_3 + R_1 R_3 C_2 C_3 + R_1 R_2 C_2 C_3 + R_2 R_3 C_2 C_3) + \right. \\
 &\quad \left. + p (R_2 C_1 + R_3 C_2 + R_1 C_3 + R_3 C_3 + R_2 C_2) + 1 \right].
 \end{aligned} \tag{18}$$

Проведем анализ выражения (18). Полагая $C_1 = C_2 = C_3 = C$, определим, когда $H_1(p) = 0$. Выражение $H_1(p)$ обращается в нуль при условии, что числитель $H_1(p)$ равен нулю, следовательно,

$$p^3 R_1 R_2 R_3 C^3 + p^2 (R_2 R_3 C^2 + R_2 R_3 C^2 + R_2 R_3 C^2) + p(R_2 C + R_3 C + R_3 C + R_2 C) + 1 = 0$$

или

$$p^3 R_1 R_2 R_3 C^3 + p^2 3R_2 R_3 C^2 + p(R_2 + R_3)2C + 1 = 0. \quad (19)$$

Учитывая, что $p = j\omega_0$, получим

$$(j\omega_0)^3 R_1 R_2 R_3 C^3 + (j\omega_0)^2 3R_2 R_3 C^2 + j\omega_0 (R_2 + R_3)2C + 1 = 0$$

или

$$-j\omega_0^3 R_1 R_2 R_3 C^3 - \omega_0^2 3R_2 R_3 C^2 + j\omega_0 (R_2 + R_3)2C + 1 = 0.$$

Разделяя действительную и мнимую части, последнее выражение можно представить в виде следующей системы уравнений:

$$\begin{cases} -\omega_0^2 3R_2 R_3 C^2 + 1 = 0, & (20) \\ -j\omega_0^3 R_1 R_2 R_3 C^3 + j\omega_0 (R_2 + R_3)2C = 0. & (21) \end{cases}$$

Из (20) определим резонансную частоту фильтра

$$\omega_0^2 = \frac{1}{3R_2 R_3 C^2} \quad \text{или} \quad \omega_0 = \frac{1}{C\sqrt{3R_2 R_3}}. \quad (22)$$

Учитывая, что $\omega_0 = 2\pi f_0$, получим

$$f_0 = \frac{1}{2\pi C\sqrt{3R_2 R_3}}. \quad (23)$$

Основным назначением режекторного фильтра является подавление составляющих промышленной частоты, следовательно, принимаем резонансную частоту фильтра $f_0 = 50$ Гц.

Из выражения (21) можно определить значение R_1 , полагая в общем случае $R_2 \neq R_3$:

$$R_1 = \frac{j\omega_0 (R_2 + R_3) 2C}{j\omega_0^3 R_2 R_3 C^3} = \frac{2}{\omega_0^2 C^2} \cdot \frac{(R_2 + R_3)}{R_2 \cdot R_3}. \quad (24)$$

Подставляя в (24) вместо ω_0 выражение (22) находим

$$R_1 = 6(R_2 + R_3). \quad (25)$$

Таким образом, для нормальной работы схемы фильтра требуется провести определенное согласование элементов схемы. Номиналы всех трех конденсаторов должны быть одинаковы, а значение резистора R_1 должно точно в шесть раз превышать суммарное значение резисторов R_2 и R_3 .

Рассматриваемый фильтр (известный как мостовой дифференциатор) имеет пологое нарастание затухания за пределами точки резонансной частоты ω_0 (точка провала) и бесконечное затухание (при условии идеального согласования значений всех элементов) на резонансной частоте ω_0 .

Введем следующие обозначения для выражений при степенях p в уравнении (18):

$$e_3 = R_1 R_2 R_3 C_1 C_2 C_3 - \text{при степени } p^3 \text{ числителя}; \quad (26)$$

$$e_2 = R_2 R_3 C_1 C_2 + R_2 R_3 C_1 C_3 + R_2 R_3 C_2 C_3 - \text{при степени } p^2 \text{ числителя}; \quad (27)$$

$$e_1 = R_2 C_1 + R_3 C_2 + R_0 C_3 + R_2 C_2 - \text{при степени } p \text{ числителя}; \quad (28)$$

$$d_3 = e_3 C_3 = R_1 R_2 R_3 C_1 C_2 C_3 - \text{при степени } p^3 \text{ знаменателя}; \quad (29)$$

$$d_2 = R_2 R_3 C_1 C_2 + R_1 R_2 C_1 C_3 + R_2 R_3 C_1 C_3 + R_1 R_3 C_2 C_3 + R_1 R_2 C_2 C_3 + \\ + R_2 R_3 C_2 C_3 - \text{при степени } p^2 \text{ знаменателя}; \quad (30)$$

$$d_1 = R_2 C_1 + R_3 C_2 + R_1 C_3 + R_3 C_3 + R_2 C_2 - \text{при степени } p \text{ знаменателя}. \quad (31)$$

Тогда выражение (18) можно записать в следующем виде:

$$H_1(p) = \frac{e_3 p^3 + e_2 p^2 + e_1 p^1 + 1}{d_3 p^3 + d_2 p^2 + d_1 p^1 + 1}. \quad (32)$$

Учитывая, что $C_1 = C_2 = C_3 = C_4$ и $R_1 = 6(R_2 + R_3)$, из (26) – (31) получим выражения для определения коэффициентов при степенях p в уравнении (32):

$$e_3 = 6(R_2 + R_3)R_2R_3 \cdot C^3; \quad (33)$$

$$e_2 = 3R_2R_3C^2; \quad (34)$$

$$e_1 = (R_2 + R_3)2C; \quad (35)$$

$$d_3 = e_3 = 6(R_2 + R_3)R_2R_3 \cdot C^3; \quad (36)$$

$$d_2 = (3R_2R_3 + 6(R_2 + R_3)(2R_2 + R_3))C^2; \quad (37)$$

$$d_1 = (R_2 + R_3)8C. \quad (38)$$

Определим значения коэффициентов в выражении (32) при следующих параметрах элементов схемы рис. 2:

$$R_2 + R_3 = 128000 \text{ Ом};$$

$$R_1 = 6(R_2 + R_3) = 6 \cdot 128000 = 768000 \text{ Ом};$$

$$C_1 = C_2 = C_3 = 0,033 \cdot 10^{-6} \text{ Ф} = 3,3 \cdot 10^{-8} \text{ Ф}.$$

Из выражения (23) находим произведение $R_2 \cdot R_3$:

$$R_2R_3 = \frac{1}{12\pi^2 C^2 f_0^2}. \quad (39)$$

На резонансной частоте $f_0 = 50 \text{ Гц}$

$$R_2R_3 = \frac{1}{12\pi^2 \cdot (3,3 \cdot 10^{-8})^2 \cdot 50^2} = \frac{1}{32,67 \cdot 10^{-12} \cdot \pi^2}. \quad (40)$$

Учитывая, что $R_2 + R_3 = 128000 \text{ Ом}$, находим $R_2 = 128000 - R_3$ и, подставляя это значение в выражение (40), получим

$$(128000 - R_3)R_3 = \frac{1}{12\pi^2 C^2 f_0^2},$$

откуда с учетом (40) находим

$$-R_3^2 + 128000R_3 - \frac{1}{32,67 \cdot 10^{-12} \pi^2} = 0$$

или

$$R_3^2 - 128000R_3 + \frac{1}{32,67 \cdot 10^{-12} \pi^2} = 0. \quad (41)$$

Обозначим $b = 128000$, $c = \frac{1}{32,67 \cdot 10^{-12} \pi^2} = 0$, $x = R_3$.

Тогда выражение (41) запишется в виде

$$ax^2 - bx + c = 0. \quad (42)$$

Дискриминант полученного квадратного уравнения

$$D = b^2 - 4ac = (-128 \cdot 10^3)^2 - 4 \cdot 1 \cdot \frac{1}{32,67 \cdot 10^{-12} \pi^2}. \quad (43)$$

Корни квадратного уравнения

$$x_1 = \frac{-b + \sqrt{D}}{2a} = \frac{128 \cdot 10^3 + \sqrt{D}}{2}, \quad (44)$$

$$x_2 = \frac{-b - \sqrt{D}}{2a} = \frac{128 \cdot 10^3 - \sqrt{D}}{2}. \quad (45)$$

Учитывая значения номинальных сопротивлений элементов исходной схемы фильтра рис. 1, необходимо получить $R_3 > R_2$, следовательно,

$$R_3 = \max \left\{ \begin{array}{l} x_1 \\ x_2 \end{array} \right\}.$$

Для уменьшения погрешностей округления при расчете коэффициентов фильтра все вычисления необходимо проводить с двойной точностью. Для этого составлена программа расчета коэффициентов передаточной функции режекторного фильтра на языке программирования Си. Вычисление коэффициентов в программе ведется по выражениям (33) – (38), (43) – (45).

Результаты вычисления параметров элементов схемы фильтра и коэффициентов передаточной функции следующие:

$$\begin{aligned} R_1 &= 7,6800000000000000E+5, \\ R_2 &= 3,24619661753849049E+4, \\ R_3 &= 9,55380338246150951E+4, \\ f_0 &= 50,0000000000000048E+0, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 e_1 &= 8,4479999999999941E-3, \\
 e_2 &= 1,01321183642337760E-5, \\
 e_3 &= 8,55961359410469336E-8, \\
 d_1 &= 3,3791999999999977E-2, \\
 d_2 &= 1,44334804698949273E-4, \\
 d_3 &= 8,55961359410469336E-8.
 \end{aligned}$$

Передаточная характеристика полосно-пропускающего фильтра. Второе звено аналогового фильтра-прототипа в устройстве селективной защиты от ОЗЗ «Спектр» представляет собой среднечастотную полосно-пропускающую цепь с резистивным входом.

Расчетная схема фильтра приведена на рис. 3.

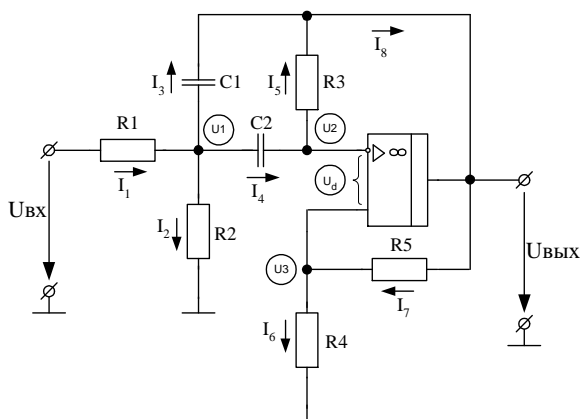


Рис. 3. Расчетная схема полосно-пропускающего фильтра

Для получения передаточной характеристики фильтра $H_2(p)$ будем считать, что фильтр нагружен на сопротивление $R_n = \infty$ и в схеме используется «идеальный» операционный усилитель, имеющий бесконечные входные сопротивления по инвертирующему и неинвертирующему входам ($R_{ioy} = \infty$, $R_{noy} = \infty$). Дифференциальное напряжение между инвертирующим и неинвертирующим входами $U_d \approx 0$.

Находим ток I_7 в резисторе R_5 :

$$I_7 = \frac{U_{вых} - U_3}{R_5}. \quad (46)$$

Ток I_6 определяется падением напряжения на резисторе R_4 .

$$I_6 = \frac{U_3}{R_4}. \quad (47)$$

Учитывая, что $R_{иоу} = \infty$ и, следовательно, входной ток операционного усилителя по неинвертирующему входу практически равен нулю, можно записать, что $I_6 = I_7$.

Следовательно,

$$\frac{U_3}{R_4} = \frac{U_{вых} - U_3}{R_5}. \quad (48)$$

Откуда можно найти напряжение в узле 3:

$$U_3 = U_{вых} \frac{R_4}{R_4 + R_5}. \quad (49)$$

Напряжение в узле 2 определяется из следующего соотношения:

$$U_2 = U_{вых} + I_5 \cdot R_3. \quad (50)$$

С учетом того, что операционный усилитель «идеальный» ($U_d \approx 0$), потенциалы его инвертирующего и неинвертирующего входов будут одинаковы ($U_2 = U_3$).

Приравнивая выражения (49) и (50), получим

$$U_{вых} + I_5 R_3 = U_{вых} \frac{R_4}{R_4 + R_5}. \quad (51)$$

Из выражения (51) находим ток I_5 .

$$I_5 = -U_{вых} \frac{R_5}{R_3(R_4 + R_5)}. \quad (52)$$

Найдем напряжение в узле U_1 :

$$U_1 = U_2 + I_4 X_{C2} = U_2 + I_4 \frac{1}{pC_2}. \quad (53)$$

Поскольку $R_{\text{иоу}} = \infty$, то токи I_4 и I_5 равны между собой. Подставляя в выражение (53) вместо тока I_4 выражение (52), а вместо U_2 – выражение (49), так как $U_2 = U_3$, получим, что

$$U_1 = U_{\text{вых}} \frac{R_3 R_4 C_2 p - R_5}{R_3 (R_4 + R_5) C_2 p}. \quad (54)$$

Ток I_3 находим из следующего выражения:

$$I_3 = \frac{U_1 - U_{\text{вых}}}{X_{C1}} = (U_1 - U_{\text{вых}}) \cdot C_1 p. \quad (55)$$

Подставляя в уравнение (55) выражение (54) для U_1 , получим

$$I_3 = -U_{\text{вых}} \frac{R_5 C_1 p + R_3 R_5 C_1 C_2 p^2}{R_3 (R_4 + R_5) C_2 p}. \quad (56)$$

Ток I_2 определяется падением напряжения на резисторе R_2 , и с учетом выражения (54)

$$I_2 = \frac{U_1}{R_2} = U_{\text{вых}} \frac{R_3 R_4 C_2 p - R_5}{R_2 R_3 (R_4 + R_5) C_2 p}. \quad (57)$$

По первому закону Кирхгофа $I_1 = I_2 + I_3 + I_4$. Суммируя выражения (52), (56) и (57) с учетом равенства токов I_4 и I_5 , получим

$$\begin{aligned} I_1 = U_{\text{вых}} \frac{R_3 R_4 C_2 p - R_5}{R_2 R_3 (R_4 + R_5) C_2 p} + \left(-U_{\text{вых}} \frac{R_5 C_1 p + R_3 R_5 C_1 C_2 p^2}{R_3 (R_4 + R_5) C_2 p} \right) + \\ + \left(-U_{\text{вых}} \frac{R_5}{R_3 (R_4 + R_5)} \right) = \\ = -U_{\text{вых}} \frac{R_2 R_3 R_5 C_1 C_2 p^2 + (R_2 R_5 C_1 + R_2 R_5 C_2 - R_3 R_4 C_2) p + R_5}{R_2 R_3 (R_4 + R_5) C_2 p}. \end{aligned} \quad (58)$$

Выражение для входного напряжения находится с учетом (54) и (58):

$$U_{\text{вх}} = U_1 + I_1 \cdot R_1,$$

или

$$U_{ax} = -U_{вых} \left[R_1 R_2 R_3 R_5 C_1 C_2 p^2 + (R_1 R_2 R_5 C_1 + R_1 R_2 R_5 C_2 - R_1 R_3 R_4 C_2 (-R_2 R_3 R_4 C_2)) p + (R_1 R_5 + R_2 R_5) \right] / [R_2 R_3 (R_4 + R_5) C_2 p]. \quad (59)$$

Из выражения (59) определяется передаточная характеристика полосно-пропускающего фильтра:

$$H_2(p) = -[R_2 R_3 (R_4 + R_5) C_2 p] / [R_1 R_2 R_3 C_1 C_2 p^2 + (R_1 R_2 R_5 C_1 + R_1 R_2 R_5 C_2 - R_1 R_3 R_4 C_2 - R_2 R_3 R_4 C_2) p + (R_1 R_5 + R_2 R_5)]. \quad (60)$$

Выражение (60) можно записать в следующем виде:

$$H_2(p) = - \frac{\left(\frac{R_4}{R_1 R_5 C_1} + \frac{1}{R_1 C_1} \right) p}{p^2 + \left(\frac{1}{R_3 C_2} + \frac{1}{R_3 C_1} - \frac{R_4}{R_2 R_5 C_1} - \frac{R_4}{R_1 R_5 C_1} \right) p + \left(\frac{1}{R_2 R_3 C_1 C_2} + \frac{1}{R_1 R_3 C_1 C_2} \right)}. \quad (61)$$

Для упрощения в схеме фильтра принимаем $C_1 = C_2 = C$, тогда

$$H_2(p) = - \frac{\left(\frac{R_4}{R_1 R_5 C_1} + \frac{1}{R_1 C_1} \right) p}{p^2 + \left(\frac{1}{R_3 C_2} + \frac{1}{R_3 C_1} - \frac{R_4}{R_2 R_5 C_1} - \frac{R_4}{R_1 R_5 C_1} \right) p + \left(\frac{1}{R_2 R_3 C^2} + \frac{1}{R_1 R_3 C^2} \right)}. \quad (62)$$

Запишем уравнение (62) в следующем виде:

$$H_2(p) = - \frac{f \cdot p}{g_2 p^2 + g_1 p + g_0}, \quad (63)$$

где

$$f = \frac{R_4}{R_1 R_5 C_1} + \frac{1}{R_1 C_1}, \quad (64)$$

$$g_2 = 1, \quad (65)$$

$$g_1 = \left(\frac{1}{R_3 C_2} + \frac{1}{R_3 C_1} - \frac{R_4}{R_2 R_5 C_1} - \frac{R_4}{R_1 R_5 C_1} \right), \quad (66)$$

$$g_0 = \frac{1}{R_2 R_3 C_1 C_2} + \frac{1}{R_1 R_3 C_1 C_2}. \quad (67)$$

Проанализируем полученные выражения.

Нуль передачи функции $H_2(p) = 0$ определяется при $p = j\omega_p = 0$, т.е. соответствует частоте $f = 0$ Гц.

Полюсы функции $H_2(p)$ находятся из уравнения

$$g_2 p^2 + g_1 p + g_0 = 0. \quad (68)$$

Учитывая, что $p = j\omega_p$, получим

$$g_2 (j\omega_p)^2 + g_1 (j\omega_p) + g_0 = 0, \quad (69)$$

$$-g_2 \omega_p^2 + jg_1 \omega_p + g_0 = 0, \quad (70)$$

$$\begin{cases} -g_2 \omega_p^2 + g_0 = 0, \\ jg_1 \omega_p = 0. \end{cases} \quad (71)$$

Из (71) определяем резонансную частоту полюса фильтра

$$g_2 \omega_p^2 = g_0,$$

$$\omega_p^2 = \frac{g_0}{g_2}.$$

Коэффициент $g_2 = 1$, поэтому

$$\omega_p^2 = g_0 \text{ или } \omega_p = \sqrt{g_0},$$

$$\omega_p = \sqrt{\frac{R_1 + R_2}{R_1 R_2 R_3 C_1 C_2}}. \quad (72)$$

$$\omega_p = \sqrt{\frac{1}{R \cdot R_3 C_1 C_2}}, \quad (73)$$

где

$$R = R_1 || R_2 \text{ или } R = \frac{R_1 \cdot R_2}{R_1 + R_2}.$$

Из выражения (73) находим

$$f_p = \frac{\omega_p}{2\pi} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{R \cdot R_3 C_1 C_2}}. \quad (74)$$

Значения коэффициентов фильтра в выражении (63) определяются в соответствии с формулами (64) – (67). Для расчета коэффициентов фильтра используется программа, вычисляющая коэффициенты с двойной точностью.

Результаты вычисления коэффициентов передаточной функции $H_2(p)$:

$$\begin{aligned} f &= 5,613636363636364030E+3, \\ g_2 &= 1,0000000000000000E+0, \\ g_1 &= 1,20110192837465573E+3, \\ g_0 &= 9,10684607153427715E+6. \end{aligned}$$

Результирующая передаточная характеристика аналогового фильтра. Результирующая передаточная характеристика $H(p)$ двух последовательно включенных аналоговых фильтров – режекторного и полотно-пропускающего – получается в результате перемножения соответствующих передаточных характеристик $H_1(p)$ и $H_2(p)$:

$$H(p) = H_1(p) * H_2(p), \quad (75)$$

где

$$H_1(p) = \frac{e_3 p^3 + e_2 p^2 + e_1 p^1 + e_0}{d_3 p^3 + d_2 p^2 + d_1 p^1 + d_0}; \quad (76)$$

$$H_2(p) = \frac{fp}{g_2 p^2 + g_1 p^1 + g_0}. \quad (77)$$

Перемножая выражения (76) и (77), получим

$$\begin{aligned} H_1(p) &= \frac{e_3 p^3 + e_2 p^2 + e_1 p^1 + e_0}{d_3 p^3 + d_2 p^2 + d_1 p^1 + d_0} \frac{fp}{g_2 p^2 + g_1 p^1 + g_0} = \\ &= \left[fe_3 p^4 + fe_2 p^3 + fe_1 p^2 + fe_0 p \right] / \left[d_3 g_2 p^5 + (d_2 g_2 + d_3 g_1) p^4 + \right. \\ &\left. + (d_1 g_2 + d_2 g_1 + d_3 g_0) p^3 + (d_0 g_2 + d_1 g_1 + d_2 g_0) p^2 + (d_0 g_1 + d_1 g_0) p + d_0 g_0 \right]. \end{aligned} \quad (78)$$

Выражение (78) запишем в следующем виде:

$$H(p) = \frac{a_0 + a_1 p + a_2 p^2 + a_3 p^3 + a_4 p^4}{b_0 + b_1 p + b_2 p^2 + b_3 p^3 + b_4 p^4 + b_5 p^5}, \quad (79)$$

где коэффициенты числителя a_i ($i = 0 \dots 4$) и знаменателя b_j ($j = 0 \dots 5$) определяются по следующим формулам:

$$a_0 = 0; \quad (80)$$

$$a_1 = f e_0; \quad (81)$$

$$a_2 = f e_1; \quad (82)$$

$$a_3 = f e_2; \quad (83)$$

$$a_4 = f e_3; \quad (84)$$

$$b_0 = d_0 g_0; \quad (85)$$

$$b_1 = d_0 g_1 + d_1 g_0; \quad (86)$$

$$b_2 = d_0 g_2 + d_1 g_1 + d_2 g_0; \quad (87)$$

$$b_3 = d_1 g_2 + d_2 g_1 + d_3 g_0; \quad (88)$$

$$b_4 = d_2 g_2 + d_3 g_1; \quad (89)$$

$$b_5 = d_3 g_2. \quad (90)$$

Расчет значений коэффициентов производится с двойной точностью программой *coefflt.exe*, написанной на языке Си.

Результаты вычисления коэффициентов передаточной функции $H(p)$ по выражениям (80) – (90) таковы:

$$a_0 = 0,0000000000000000E+0,$$

$$a_1 = -5,61363636363636403E+3,$$

$$a_2 = -4,7424000000000000E+1,$$

$$a_3 = -5,68780280901305192E-2,$$

$$a_4 = -4,80505581305422593E-4,$$

$$b_0 = 9,10684607153427715E+6,$$

$$b_1 = 3,08939644377660928E+5,$$

$$b_2 = 1,35602248552192968E+3,$$

$$b_3 = 9,86663646588724506E-1,$$

$$b_4 = 2,47144488639159923E-4,$$

$$b_5 = 8,55961359410469336E-8.$$

Таким образом, получена передаточная характеристика аналогового фильтра-прототипа измерительного органа защиты от однофазных замы-

каний на землю кабельных сетей 6 – 10 кВ и рассчитаны значения ее коэффициентов. Полученная характеристика используется в дальнейшем при синтезе соответствующего цифрового фильтра для разрабатываемой микропроцессорной защиты от ОЗЗ.

Заключение

1. Сформулированы требования к частотным характеристикам фильтров микропроцессорной защиты от замыканий на землю. Верхняя граница рабочей полосы частот микропроцессорной защиты от ОЗЗ принята в пределах 2...3 кГц. Промышленная частота $f = 50$ Гц должна подавляться не менее чем в 1000 – 1200 раз.

2. Получены выражения для расчета частотных характеристик аналогового фильтра-прототипа.

3. Рассчитаны коэффициенты передаточной характеристики аналогового фильтра-прототипа измерительного органа микроэлектронного устройства защиты от ОЗЗ в электрических кабельных сетях 6 – 10 кВ типа «СПЕКТР».

Библиографический список

1. **Овчаренко Н.И.** Аналоговые и цифровые элементы автоматических устройств энергосистем. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 320 с.
2. **Баскаков С.И.** Радиотехнические цепи и сигналы. – М.: Высш. шк., 2000. – 462 с.
3. **Исследование** и выбор общих принципов выполнения измерительной и логической частей микропроцессорной защиты от замыканий на землю. Исследование, выбор и обоснование параметров магнитотранзисторного преобразователя тока нулевой последовательности: Отчет по НИР (промежуточный, 1 этап) / Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2002. – 112 с.
4. **Разработка** общих технических требований и структурно-функциональной схемы микропроцессорной защиты от замыканий на землю (МПЗЗ) и микропроцессорного трансформатора тока нулевой последовательности (МПТНП). Разработка архитектуры и выбор микропроцессорных средств реализации МПЗЗ с МПТНП. Разработка и испытания макета МПТНП: Отчет по НИР (промежуточный, 2 этап) / Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2002. – 98 с.
5. **Лэм Г.** Аналоговые и цифровые фильтры: Расчет и реализация. – М.: Мир, 1982. – 592 с.
6. **Шуин В.А., Гусенков А.В., Мурзин А.Ю.** Устройство типа «СПЕКТР» для селективной защиты от однофазных замыканий на землю в кабельных сетях 6–10 кВ // Тр. ИГЭУ. Вып. 2.–Иваново, 1998.–С. 200–203.
7. **Гусенков А.В., Мурзин А.Ю.** Цифровые фильтры для микропроцессорной защиты от однофазных замыканий на землю в кабельных сетях 6–10 кВ // Тр. ИГЭУ. Вып. 2. – Иваново, 1998. – С. 204–207.
8. **Шуин В.А., Гусенков А.В., Мурзин А.Ю.** Синтез цифровых фильтров для измерительных органов микропроцессорных устройств релейной защиты // Тр. ИГЭУ. Вып. 4. – Иваново, 2001. – С. 391–399.

УДК 621.311-52(075)

Программно-технические средства противоаварийного управления энергосистем Балтии

*А.С. Саухатас, д-р техн. наук, Д.Р. Любарский, канд. техн. наук,
С.Н. Леценко, инж.*

Введение. Соображения экономического, экологического и технического характера способствуют установлению тесных связей между энергосистемами соседних стран, и это определяет необходимость решения ряда новых задач в области автоматизации управления режимами энергосистем. К наиболее важным и актуальным задачам управления режимами работы энергосистем относят автоматическое предотвращение нарушения устойчивости параллельной работы генераторов [1, 2, 3]. Эта задача особо актуальна для всех трех Балтийских стран: Латвии, Литвы и Эстонии, а также для северо-западного региона России и Белоруссии. Объяснением этому служат следующие основные факторы:

1. Основными источниками энергии в Балтийских странах являются лишь несколько крупных электростанций, включая Игналинскую атомную станцию с одними из самых мощных в мире реакторами. Для минимизации потерь при аварийном отключении мощного источника энергии требуется быстрая его замена резервным генератором.

2. Быстрый ввод резервных генераторов возможен только путем включения генераторов станций Даугавского каскада или гидроаккумулирующей станции Круонио (Литва).

3. Структура высоковольтной сети энергосистем не обеспечивает передачу необходимых потоков мощности во всех вероятных аварийных режимах.

Возможны аварийные ситуации в мощных энергосистемах соседних (Россия, Белоруссия) стран, когда требуется быстрый ввод или вывод мощностей в Балтийских странах.

Для аварийного управления генераторами используется несколько видов автоматики, осуществляющей управляющие воздействия на гидрогенераторы [4, 5]. Такие команды формируются специальными системами при отключении реакторов или генераторов Игналинской атомной станции, возникновении условий асинхронного режима между генераторами эстонских и латвийских станций или между генераторами Смоленской атомной станции и генераторами электростанций Белоруссии, при перегрузке некоторых мощных автотрансформаторов, при частотных авариях. Во всех случаях команды о вклю-

чении-отключении генераторов по каналам телемеханики поступают на гидроэлектростанции. Выполнение этих команд в системе противоаварийного управления обеспечивает терминальное устройство, описанию функций, структуры и программного обеспечения которого посвящена данная работа.

Функции и структура терминала противоаварийного управления.

Функции терминала противоаварийного управления связаны, по сути, с осуществлением автоматической дозировки управляющих воздействий в зависимости от вида аварийного возмущения и сводятся к следующему:

- осуществлению запуска и включения заданного числа генераторов (от 1 до 10);
- отключению заданного числа генераторов.

Однако выполнение названных функций осложняется несколькими подлежащими учету факторами:

1. Управляемые генераторы могут находиться в нескольких режимах (генератора, синхронного компенсатора, ремонтном, пуска или останова).
2. Требуется обеспечение высокого уровня надежности выполнения команд.
3. Необходимо обеспечение установленных на конкретной станции предпочтений (принимаются с учетом технического состояния турбин и генераторов) очередности включения-отключения генераторов.
4. Команды могут перекрываться во времени, противоречить друг другу.
5. Должна быть обеспечена наглядность и возможность анализа происходящих процессов или возможность анализа истории их протекания.

Необходимость учета перечисленных факторов приводит к целесообразности и рациональности использования микропроцессорной элементной базы [6, 7]. Структура терминала противоаварийного управления представлена на рис. 1.

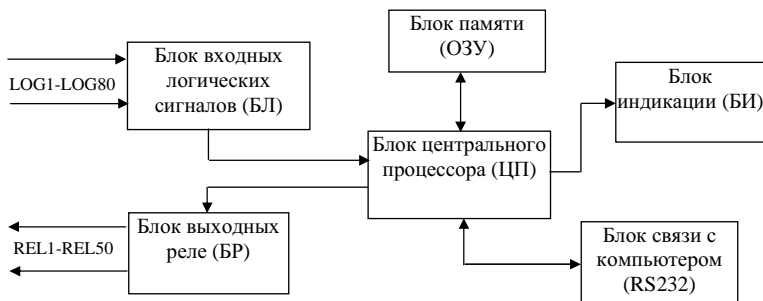


Рис. 1. Структура терминала противоаварийного управления

Рассматриваемый терминал реализован на базе процессора фирмы Texas Instruments TMS 320F206, снабжен блоком памяти объемом 1 МБ, жидкокристаллическим индикатором, отображающим состояние генераторов и названия выполняемых команд, интерфейсом (RS-232), обеспечивающим связь с персональным компьютером дежурного станции, блоком выходных реле (50 реле: REL1-REL50), оптранным блоком контроля входных логических сигналов (80 логических сигналов: LOG1-LOG80). Функциональная схема терминала представлена на рис. 2.

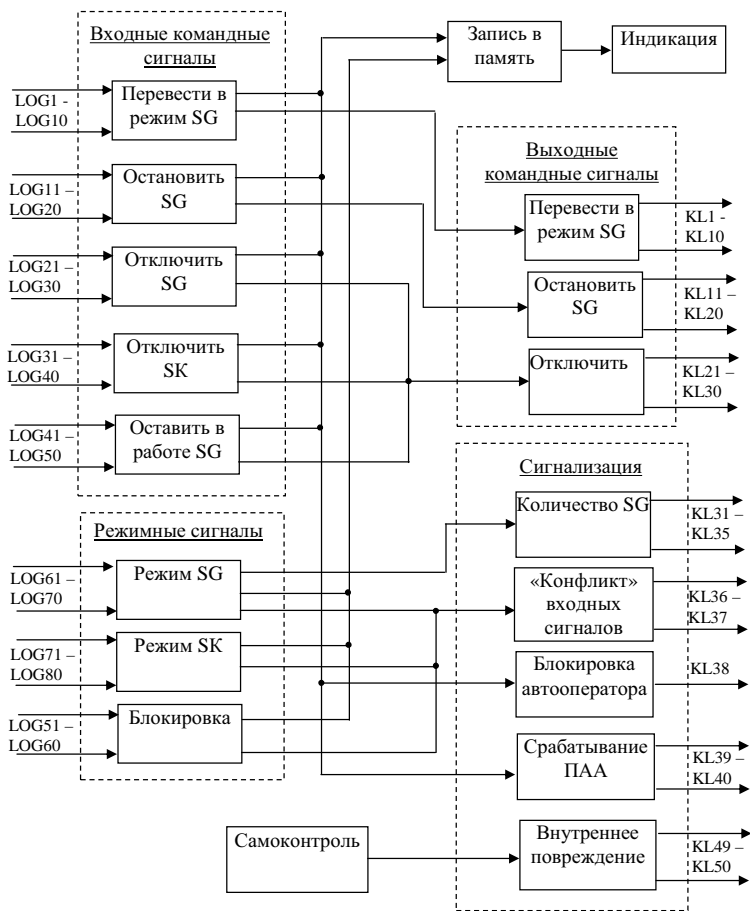


Рис. 2. Функциональная схема устройства

Терминал выполняет команды, поступающие от различных видов автоматики. Команды делятся на 5 групп:

1. Перевести заданное число гидроагрегатов в режим синхронного генератора. При этом осуществляется проверка возможности выполнения команды (нет ли запрета на включение, не выведен ли агрегат в ремонт), выбираются подлежащие пуску агрегаты (приоритет отдается машинам, уже работающим в режиме синхронного компенсатора), проверяется, не противоречит ли полученная команда предыдущей.

2. Отключить синхронные генераторы.

3. Перевести заданное число гидроагрегатов в режим синхронного компенсатора. Выполнение осуществляется аналогично командам первой группы. Эти две близкие друг к другу группы команд с точки зрения конечного результата различаются скоростью его достижения. Отключение генератора производится быстро, однако при этом вынуждено используется неэкономичный с точки зрения сбережения ресурсов турбин и генераторов режим.

4. Отключить синхронные компенсаторы.

5. Оставить в работе заданное число синхронных генераторов.

При выполнении названных команд контролируются режимы работы генераторов. Различают 5 возможных режимов:

- режим синхронного генератора;
- режим синхронного компенсатора;
- режим запрета на включение (блокировка включения);
- режим выполнения поступившей ранее команды;
- режим ожидания.

Первые три режима сопровождаются срабатыванием соответствующих блок-контактов и появлением сигналов на входе терминала. Четвертый режим распознается путем запоминания генерируемых и еще не выполненных команд. Пятый режим (ожидания) квалифицируется в случае, если гидроагрегат не находится ни в одном из первых четырех режимов.

Для выполнения команд используются три группы реле (рис. 2).

На индикатор терминала выводится подробная информация о работе терминала, командах, поступивших сигналах, состоянии самого терминала, возникших неисправностях. Эта же информация может быть передана и персональному компьютеру. Однако для повышения оперативности работы дежурного персонала станции предусматривается сигнализация о наиболее значимых событиях (блок «Сигнализация»).

Программное обеспечение. Программное обеспечение терминала включает следующие основные блоки:

- блок контроля входных логических команд;

- блок контроля состояния генераторов;
- блок самопроверки;
- блок управления индикатором и блоком выходных реле;
- блок принятия решения.

Логические команды и сигналы о состоянии генераторов подключаются на входы терминала посредством неэкранированных проводов значительной протяженности (сотни метров провода, замена которого затруднительна по технико-экономическим причинам). Провода подвержены влиянию электромагнитных полей, создаваемых другими, рядом проложенными кабелями. Вследствие этого приходится предпринимать меры по обеспечению требуемого уровня помехоустойчивости. Для этого производится многократная проверка уровней каждого входного сигнала, а решение о констатации изменения уровня сигнала производится с использованием процедуры голосования: констатируется состояние, которому соответствует две трети результатов многократного (20 раз, с интервалом 1 мс) опроса логического входа. В случае если абсолютное большинство результатов опроса не набирается, возникает задержка выполнения команды. Для управления выходными реле использован специальный регистр, выходы которого подключены не только к катушкам реле, но и к шине данных процессора. При этом каждую микросекунду производится контроль состояния этого регистра. В случае несанкционированного изменения состояния какого-либо выхода (например, пробой) контакты реле, в силу его инерционности, не успевают замкнуться, так как пробой будет обнаружен и реле будут обесточены. Таким образом, удастся избежать катастрофических для устойчивости энергосистемы последствий, возникающих при несанкционированном включении-отключении значительных мощностей.

Для облегчения анализа правильности функционирования автоматики в аварийных ситуациях производится регистрация всех входных и выходных сигналов терминала. Изменения состояний сигналов записываются в энергонезависимую память, объем которой достаточен для хранения 100 последних во времени событий. События отображаются индикатором и снабжаются поясняющими комментариями.

Новые свойства терминала. Микропроцессорная реализация обеспечила достижение следующих основных новых возможностей терминала:

- непрерывной проверки исправности устройства;
- отображения состояния генераторов, выполняемых команд, уставок;
- оперативного изменения приоритетов по очередности включения генераторов и уставок;
- регистрации истории развития процессов;

- контроля хода выполнения команд;
- контроля исправности входных и выходных цепей.

Испытания и внедрение. Терминалы противоаварийного управления изготовлены для нужд Плявинской и Рижской ГЭС и прошли успешные лабораторные испытания. В 2003 году планируется ввод терминалов в промышленную эксплуатацию.

Выводы

1. Выполнение терминалов системы противоаварийного управления генераторами на микропроцессорной элементной базе обеспечивает возможность повышения уровня надежности этих устройств, что достигается выбором надлежащей структуры аппаратного и программного обеспечения и свойствами используемых элементов.

2. Для обеспечения высокого уровня надежности решающими являются следующие используемые мероприятия:

- непрерывный самоконтроль;
- контроль исправности цепей управления выходными реле;
- специальная процедура принятия решения о констатации состояния контролируемых логических сигналов;
- отображение состояния объекта, выполняемых команд и истории развития контролируемых процессов.

Библиографический список

1. **Anderson P. M., Fouad A. A.** Power System Control and Stability. – The Iowa State University Press, Ames, Iowa, 1977.
2. **Kundur P.** Power System Stability and Control. – McGraw-Hill, Inc., 1993
3. **J van Eyssen.** Introducing a new application philosophy for out-of-step protection, Developments in Power System Protection, 25–27th March 1997, Conference Publication No. 434, IEE, 1997.
4. **Development** of Predictive Failure Extension Protection Systems for Electric Power Systems Using Dynamic State On-line Data / M. Takahashi et al. // CIGRE SC-34 Conference. – August 1988.
5. **A Predictive** Out-of-Step Protection System Based on Observation of the Phase Difference Between Substations / Y. Ohura, M. Suzuki, K. Yanagihashi, M. Yamaura, K. Omata, T. Nakamura, S. Mitamura, and H. Watanabe // IEEE Transactions on Power Delivery. – Nov. 1990. – Vol. 5, No.4. – P. 1695–1704.
6. **Комплекс** технических средств повышенной надежности микропроцессорного локального устройства автоматической дозировки управляющих воздействий (КТС ЛАДВ)/ Г.Л. Брухис, И.З. Глушкин, К.С. Дмитриев, Д.Р. Любарский, Е.Л. Россовский, А.С. Побожей, А.М. Андреев, А.С. Саухагас // Релейная защита и автоматика энергосистем-96: Тез. докл. науч.-техн. конф. – М., 1996. – С. 41–43.
7. **Shi Shiven.** Microcomputer Based Out-of-step Protection for Large Generator // IEEE international Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management. – November 1991, Hong Kong.

УДК 621.311-52(075)

Распознавание вида повреждения и поврежденных фаз

*А.С. Саухатас, д-р техн. наук, Д.Р. Любарский, канд. техн. наук,
М.А. Данилова, инж.*

При реализации ряда важных функций релейной защиты и автоматики высоковольтных линий электропередачи возникает задача определения вида повреждения и поврежденных фаз (ВППФ). К такого рода функциям относятся:

- дистанционная защита.

Алгоритмы вычисления сопротивления до места повреждения организуются в зависимости от ВППФ [1];

- автоматическое повторное и однофазное автоматическое повторное включение.

Выбор вида повторного включения и коммутируемой фазы производится в соответствии с результатом определения ВППФ [2];

- определение расстояния до места повреждения [3].

Алгоритмы вычисления расстояния зависят от ВППФ, а при организации осмотра и ремонта линии желательным знанием поврежденных фаз.

Известно, что в зависимости от ВППФ существенно меняются соотношения между векторами фазных напряжений и токов или их симметричными составляющими [4]. Контроль этих соотношений, как правило, является определяющим при организации алгоритмов ВППФ [1]. Однако соотношения между векторами токов и напряжениями в линиях электропередачи определяются не только ВППФ, но и токами доаварийного режима, что в ряде случаев вызывает существенные трудности при решении рассматриваемой задачи, например при удаленных коротких замыканиях через переходное сопротивление на сильно загруженных линиях электропередачи. Частично эти трудности исключаются использованием аварийных составляющих токов и напряжений [5]. Для выделения аварийных составляющих необходимо запоминание токов и напряжений доаварийного режима, что вполне может осуществляться современными программно-техническими средствами. Однако при этом снижается достоверность результатов в случаях осуществления автоматического повторного включения (за время безтоковой паузы возможно изменение режима).

Распространение получил способ решения задачи определения ВППФ, основанный на дистанционном принципе [6]. Однако в этом случае сильное влияние оказывает переходное сопротивление в месте корот-

кого замыкания, и при значительных сопротивлениях такой способ оказывается неработоспособным.

Новые возможности решения задачи определения ВППФ, рассматриваемые далее в настоящей публикации, связаны с использованием в энергосистемах оптоволоконных каналов связи большой пропускной способности.

Рассмотрим представленную на рис. 1 схему энергосистемы, состоящую из двух эквивалентных генераторов и связывающих их линий электропередачи KL и LM . Допустим также, что рассматривается релейная защита и автоматика линии KL , реализуемая двумя терминалами, связанными каналом связи и осуществляющими синхронные измерения. Синхронизация измерений может осуществляться путем передачи синхронизирующих импульсов по каналам связи либо на основе использования системы глобального единого времени [7].

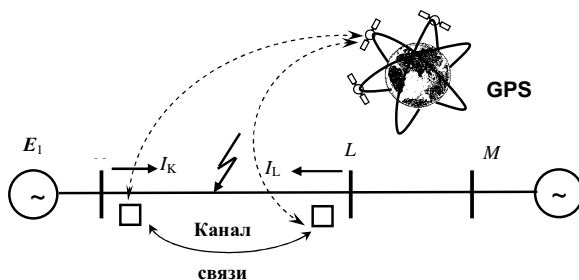


Рис. 1. Эквивалентная схема энергосистемы

При коротком замыкании на линии KL

$$\underline{I}_{K3} = \underline{I}_K + \underline{I}_L, \quad (1)$$

где \underline{I}_{K3} – вектор фазных или симметричных составляющих токов в месте повреждения; \underline{I}_K и \underline{I}_L – векторы токов, оценки которых получают соответственно на подстанциях K и L .

Следовательно, при внутренних коротких замыканиях элементарная математически (но очень сложная с точки зрения технической реализации) операция позволяет определить токи в месте повреждения. При этом полностью исключается влияние токов нагрузки (доаварийного режима).

Кроме того, используя граничные, не зависящие от сопротивлений в месте повреждения уравнения, связывающие токи симметричных составляющих в месте повреждения, можно получить представленные в таблице уравнения, которые могут служить основой определения ВППФ.

СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ И АВТОМАТИЗАЦИИ

Соотношения токов при различных видах повреждения

№	Вид повреждения	Граничные уравнения	Условия идентификации вида повреждения (фазовые соотношения)
1	ABC	$I_0 = 0, I_2 = 0$	$ I_1 > K_1 I_2 + K_2 I_0 $
2	AB	$I_0 = 0, I_{2C} = -I_{1C}$	$ I_2 > K I_0 ,$ $-60^\circ < \arg(I_{2C} / I_{1C}) < 60^\circ$
3	BC	$I_0 = 0, I_{2A} = -I_{1A}$	$ I_2 > K I_0 ,$ $-60^\circ < \arg(I_{2A} / I_{1A}) < 60^\circ$
4	CA	$I_0 = 0, I_{2B} = -I_{1B}$	$ I_2 > K I_0 ,$ $-60^\circ < \arg(I_{2B} / I_{1B}) < 60^\circ$
5	ABO	$I_0 \neq 0,$ $I_{1C} + I_{2C} + I_0 = 0,$ $I_2 \neq 0$	$K I_0 > I_2 ,$ $-15^\circ < \arg(I_{2C} / I_0) < 105^\circ$ $+90^\circ < \arg(I_{1C} / I_{2C}) < 270^\circ$
6	BCO	$I_0 \neq 0,$ $I_{1A} + I_{2A} + I_0 = 0,$ $I_2 \neq 0$	$K I_0 > I_2 ,$ $-15^\circ < \arg(I_{2A} / I_0) < 105^\circ,$ $+90^\circ < \arg(I_{1A} / I_{2A}) < 270^\circ$
7	CAO	$I_0 \neq 0,$ $I_{1B} + I_{2B} + I_0 = 0,$ $I_2 \neq 0$	$K I_0 > I_2 ,$ $-15^\circ < \arg(I_{2B} / I_0) < 105^\circ,$ $+90^\circ < \arg(I_{1B} / I_{2B}) < 270^\circ$
8	AO	$I_0 \neq 0,$ $I_{1A} = I_{2A} = I_0,$ $I_2 \neq 0$	$K I_0 > I_2 ,$ $-15^\circ < \arg(I_2 / I_0) < 105^\circ,$ $-90^\circ < \arg(I_{1A} / I_{2A}) < 90^\circ$
9	BO	$I_0 \neq 0,$ $I_{1B} = I_{2B} = I_0,$ $I_2 \neq 0$	$K I_0 > I_2 ,$ $-15^\circ < \arg(I_2 / I_0) < 105^\circ,$ $-90^\circ < \arg(I_{1B} / I_{2B}) < 90^\circ$
10	CO	$I_0 \neq 0,$ $I_{1C} = I_{2C} = I_0,$ $I_2 \neq 0$	$K I_0 > I_2 ,$ $-15^\circ < \arg(I_2 / I_0) < 105^\circ,$ $-90^\circ < \arg(I_{1C} / I_{2C}) < 90^\circ$

Представленные в виде неравенств в таблице условия идентификации вида повреждения основаны на контроле амплитудных и фазных соотношений между токами симметричных составляющих. При этом:

1. Признаком трехфазного замыкания служит отсутствие несимметрии токов (при отсутствии ошибок измерений).

2. Двухфазное замыкание без земли сопровождается возникновением значительных составляющих обратной последовательности при одновременном отсутствии токов нулевой последовательности. В таблице представлены условия определения вида повреждения и поврежденных фаз, допускающие фазовые погрешности оценки разности углов до 60 электрических градусов.

3. Признаком множества замыканий на землю (однофазных и двухфазных) служит наличие тока нулевой последовательности. Условия идентификации поврежденных фаз могут быть получены на базе использования двух подходов, основанных на следующих различиях:

- на различии фазовых соотношений токов симметричных составляющих;
- на различии векторных соотношений токов симметричных составляющих.

4. Все представленные неравенства имеют одинаковую структуру и форму, что удобно и полезно при программной реализации и проверке работоспособности алгоритмов.

В случае использования фазовых соотношений условия идентификации основаны на использовании двух неравенств. Первое из них определяет условие идентификации особой фазы (поврежденной при однофазном замыкании и неповрежденной при двухфазном замыкании [1]). Второе условие определяет поврежденные фазу или фазы. Отметим, что и в этом случае допускаются значительные фазовые погрешности. При однофазном коротком замыкании, например, фазы A в месте повреждения справедливы [4] соотношения

$$I_{IA} = I_{2A} = I_0, \quad (2)$$

в это же время, для неповрежденных фаз фазовые соотношения между токами симметричных составляющих существенно отличаются:

$$\left. \begin{aligned} \arg(I_{2C} / I_0) &= 120^\circ, \\ \arg(I_{2B} / I_0) &= 240^\circ. \end{aligned} \right\} \quad (3)$$

При двухфазном коротком замыкании на землю, допустим, фаз BC (особая фаза в этом случае – фаза A) имеем

$$I_{IA} + I_{2A} + I_0 = 0, \quad (4)$$

$$I_{2A} + I_{2E} = I_0 Z_{oE}, \quad (5)$$

где Z_{2E} и Z_{oE} – эквивалентные сопротивления обратной и нулевой последовательностей.

Сопротивление Z_{oE} содержит активное переходное сопротивление в месте повреждения, следовательно, между токами I_{2A} и I_0 может возникнуть сдвиг фаз, который в пределе, при чисто активном $Z_{o\Sigma}$ (при переходном сопротивлении в месте повреждения $R_F \rightarrow \infty$) и индуктивном Z_{2E} сопротивлениях, равен

$$\begin{aligned} \arg(I_{2A} / I_0) &= 90^\circ \\ R_F &\rightarrow \infty. \end{aligned} \quad (6)$$

Следовательно, пределы существования угла между токами обратной и нулевой последовательностей могут быть определены неравенствами

$$0 < \arg(I_{2A} / I_0) < 90^\circ. \quad (7)$$

Различие условий (7) и (3) может быть положено в основу определения особой фазы. При этом, с учетом возможных погрешностей измерений для надежного распознавания особой фазы, можно принять:

$$-15^\circ < \arg(I_{2A} / I_0) < 105^\circ. \quad (8)$$

Выявив особую фазу, можно определить вид повреждения и поврежденные фазы. Для этого достаточно воспользоваться различием фазовых соотношений между токами прямой и обратной последовательностей. Действительно, при однофазном замыкании (по-прежнему принимаем, что особая фаза – А)

$$\arg I_{1A} = \arg I_{2A}, \quad (9)$$

при двухфазном замыкании фаз ВС на землю

$$\arg I_{1A} \approx -\arg I_{2A}, \quad (10)$$

так как значения эквивалентных сопротивлений прямой и обратной последовательностей в энергосистемах близки к друг другу [4]. Следовательно, выполнение неравенств

$$-90^\circ < \arg I_{1A} / I_{2A} < 90^\circ \quad (11)$$

соответствует поврежденной фазе А и соответственно невыполнение – поврежденным фазам ВС на землю.

При двухфазном коротком замыкании на землю уравнение (4) выполняется только для одной фазы. Однако при однофазном замыкании уравнение этого вида выполняется для обеих неповрежденных фаз. С учетом сказанного алгоритм определения поврежденных фаз можно представить в виде трехкратной проверки условия вида

$$|I_{1K} + I_{2K} + I_0| < S \max(|I_{1K}|, |I_{2K}|, |I_0|), \quad (12)$$

где S – коэффициент, значение которого должно быть достаточно малым и выбирается исходя из условий отстройки от небаланса. Очевидно, что однократное выполнение (12) соответствует двухфазному короткому замыканию на землю, а двукратное выполнение – однофазному. Аналогично, но без использования в (12) токов нулевой последовательности можно определить поврежденные фазы при двухфазном коротком замыкании.

Описанный алгоритм реализован совместно с продольной дифференциальной защитой. Для этого использованы два связанных оптоволоконным кабелем терминала. Синхронизация измерений осуществляется при помощи синхронизирующих команд, передаваемых по каналу связи. Экспериментальная проверка подтвердила работоспособность описанного алгоритма.

Вывод

Использование современных программно-технических средств, позволяющих осуществлять синхронные измерения на обоих концах поврежденного участка линии электропередачи, обеспечивает эффективное решение задачи определения ВППФ. Рассмотренный алгоритм удобен для его программной реализации и экспериментальной проверки.

Библиографический список

1. **Фабрикант В.Л.** Дистанционная защита. – М.: Высш. шк., 1978. – 215 с.
2. **Беркович М.А., Семенов Б.А.** Основы автоматики энергосистем. – М.: Энергия, 1968. – 432 с.
3. **Eriksson L., Saha M.M., Rockefeller G.D.** An accurate fault locator with compensation for apparent reactance in the fault resistance resulting from remote-end infeed. – IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, vol PAS-104, pp. 424–436, February 1985.

4. **Ульянов С.А.** Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.: Энергия, 1964.
5. **Федосеев А.М.** Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 520 с.
6. **Anderson P.M.** Power system protection. – Mc Graw-Hill, 1999. – ISBN 0-07-134323-7.
7. **Wilson R.E., Kusters J.A.** International Time Keeping for Power System Users. Developments in Power System Protection, March 1997, Conference Publication № 434, IEEE, 1997, P. 351–354.