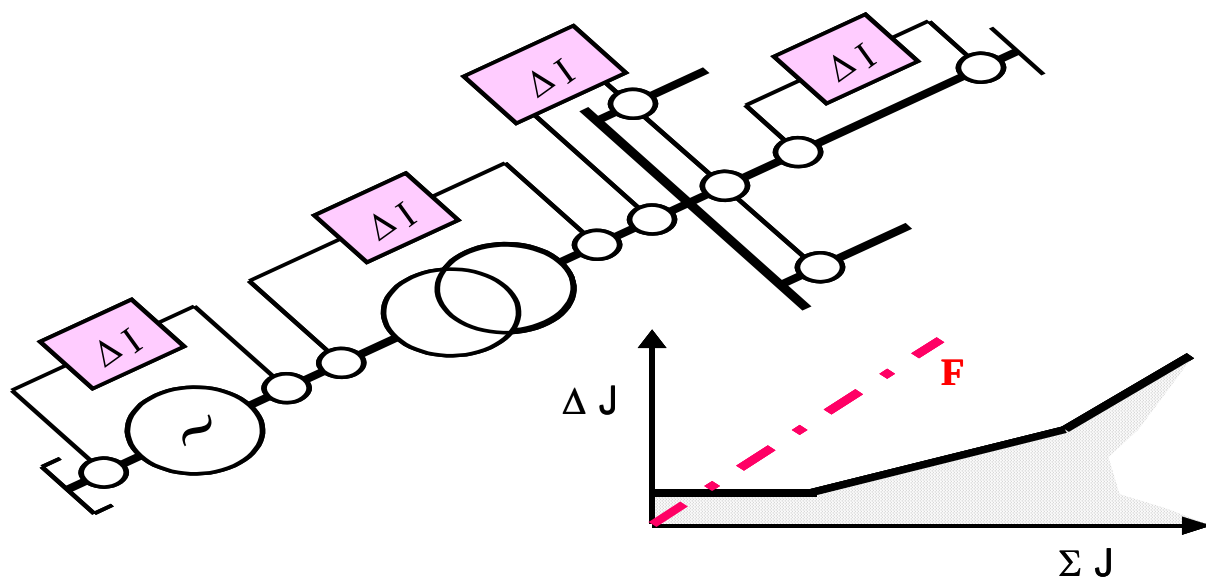




Г. Циглер

Цифровые устройства дифференциальной защиты

Принципы и область применения

Под редакцией чл.-корр. РАН
А. Ф. Дьякова

Энергоиздат

Предисловие

Дифференциальная защита является защитой с абсолютной селективностью, действующей без выдержки времени, и применяется для организации защиты электрических машин, силовых трансформаторов, сборных шин и присоединений всех уровней напряжения.

Значительные усовершенствования были привнесены с началом использования цифровых технологий, что позволило сделать данный принцип еще более привлекательным для пользователя; к примеру, была реализована функция программного выравнивания вторичных токов и обеспечена возможность устойчивой работы защиты при высоких степенях насыщения измерительных трансформаторов тока. Реализация цифрового обмена данными при использовании волоконно-оптических линий связи позволила упростить организацию защиты кабельных и воздушных линий городских и промышленных сетей, при одновременном увеличении степени надежности. Цифровые сети обмена данными находят все большее применение для целей передачи данных устройств защиты. Таким образом, стало возможным применение дифференциальной защиты для реализации защиты протяженных линий электропередачи, длиной более 100 км, а также многоконцевых линий.

В книге рассмотрены основные принципы работы дифференциальной защиты, как традиционного аналогового, так и цифрового исполнения. Особое внимание уделено вопросам работы измерительных трансформаторов тока и процессу передачи данных. Рассматриваются различные виды дифференциальных защит на базе устройств серии SIPROTEC компании Siemens. Однако, стоит отметить, что все изложенное также справедливо для устройств других производителей. В отдельных случаях приведены примеры расчетов пояснительного характера.

Книга предназначена для студентов и молодых специалистов, которым необходимо ознакомиться с принципами работы дифференциальной защиты. Однако, данная книга также может быть полезна опытным специалистам, желающим ознакомиться с особенностями цифрового исполнения данного вида защиты. Кроме того, приведенную информацию также можно использовать при рассмотрении различных проблем целевого применения.

Нюрнберг, Январь 2005

Г. Циглер

1. Введение

Дифференциальная защита уже достаточно широко применялась к концу 19 века и является одной из первых систем защит в истории.

Повреждения обнаруживаются путем сравнения токов, втекающих и вытекающих из защищаемой зоны. Поскольку данная защита является защитой с абсолютной селективностью, действующей без выдержки времени, то возможно ее применение в качестве основной защиты важнейших элементов энергосистемы, к примеру, генераторов, силовых трансформаторов, сборных шин, а также кабельных и воздушных линий электропередачи.

Защищаемая зона четко определяется местами установки измерительных трансформаторов тока. Тем самым, для защиты от внешних коротких замыканий необходимо применение резервной защиты, действующей с выдержкой времени (таковой может являться токовая ступенчатая защита или дистанционная защита).¹

Принцип работы

Дифференциальная защита вычисляет сумму всех токов, втекающих и вытекающих из защищаемой зоны. Пренебрегая токами намагничивания и емкостными токами, можно сказать, что указанная сумма всегда будет равна нулю (согласно закону Кирхгофа), если защищаемый объект не поврежден. Внутренние повреждения обнаруживаются за счет того, что появляется дифференциальный ток. Для исключения излишних срабатываний защиты из-за погрешностей измерительных трансформаторов тока, значение уставки срабатывания увеличивается пропорционально сумме протекающих токов (осуществляется торможение). Таким образом, чувствительность защиты автоматически определяется условиями возникновения повреждения.

Реализовать дифференциальный принцип намного проще при защите сосредоточенных объектов (генераторов, трансформаторов, сборных шин), поскольку измерительные трансформаторы тока устанавливаются в непосредственной близости друг от друга. В таком случае, возможно прямое подключение измерительных трансформаторов тока к устройствам защиты при помощи контрольных кабелей.

При реализации защиты кабельных и воздушных линий электропередачи, информацию об измеряемых токах требуется передавать на большие расстояния – на другие концы линии – для возможности выполнения их сравнения. При использовании, к примеру, контрольных проводов (витой пары), информация об измеряемых токах может быть передана на расстояния приблизительно в 25 км. При использовании современных устройств защиты и волоконно-оптических линий связи, представляется возможным реализовать защиту протяженных линий, длина которых может превышать 100 км.

Высокоомные устройства дифференциальной защиты являются разновидностью исполнения дифференциальной защиты. Их применение обеспечивает

¹ В большинстве случаев, цифровые устройства релейной защиты обладают функцией резервной защиты, поэтому применение отдельного устройства в распределительных сетях не требуется. Однако, в сетях более высокого уровня напряжения для реализации резервной защиты требуется использование отдельного устройства с целью резервирования отказов основной защиты.

устойчивость правильной работы защиты при высоких степенях насыщения измерительных трансформаторов тока за счет наличия значительного, встроенного в устройство защиты, сопротивления.

В связи с простотой такого рода защит, последние широко применяются в англо-саксонских странах. Высокочастотные устройства дифференциальной защиты позволяют реализовать защиту объектов с гальванической связью, таких, как, например, сборные шины, генераторы, двигатели, компенсирующие реакторы и автотрансформаторы; однако, данные устройства не подходят для реализации защиты обычных силовых трансформаторов с отдельными обмотками. Недостатком таких защит является то, что измерительные трансформаторы тока, используемые последней, должны обладать идентичными характеристиками.

Цифровые устройства дифференциальной защиты

К концу 80-х, цифровые технологии активно стали применяться при разработке устройств защиты. [1-1]

Преимущества такого рода устройств:

- Современные устройства защиты многофункциональны, а также, кроме функций защиты, содержат дополнительные функции, такие, как, например, измерение рабочих величин и регистрация аварийных событий.
- Благодаря наличию функции самодиагностики, обслуживание таких устройств может производиться при появлении соответствующей необходимости; таким образом, исключается необходимость проведения профилактических обслуживаний.
- Устройствами защиты можно управлять как локально, так и при помощи удаленного персонального компьютера, подключенного при помощи последовательного интерфейса.
- Благодаря наличию встроенной функции измерения, производится отображение требуемых измеряемых величин. Таким образом, при вводе устройства защиты в эксплуатацию и его наладке не требуется применения внешних приборов измерения.

Преимущества, характерные для цифровых устройств дифференциальной защиты:

- Полностью цифровая обработка измеряемых величин предоставила возможность применения улучшенных алгоритмов фильтрации, а также интеллектуальных алгоритмов, обеспечивающих дополнительное торможение при насыщении измерительных трансформаторов тока.
- При использовании традиционных устройств защиты, необходимо использование дополнительных согласующих трансформаторов для компенсации различия коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и учета группы соединения обмоток силового трансформатора. Цифровые устройства защиты производят учет обозначенных параметров на программном уровне.
- Возможность выполнения пофазных измерений при обеспечении необходимой чувствительности при всех видах коротких замыканий, а также обеспечение надежного срабатывания при возникновении сложных повреждений.
- Обеспечивается непрерывный контроль исправности каналов связи.
- Возможность организации децентрализованной защиты сборных шин при использовании волоконно-оптических линий связи и возможность конфигурирования устройств при помощи персонального компьютера позволили упростить реализацию защиты.

	Стр.
Предисловие к русскому изданию	1
Предисловие	2
1. Введение	3
1.1 Принцип работы	3
1.2 Цифровые устройства дифференциальной защиты	4
2. Терминология	7
3. Режимы функционирования	12
3.1 Введение	12
3.2 Основные принципы	14
3.2.1 Дифференциальная токовая защита	14
3.2.2 Дифференциальная защита с торможением	17
3.2.3 Дифференциальная защита, реализуемая при использо-	
вании двухжильного контрольного кабеля	23
3.2.4 Рабочие характеристики	25
3.3 Измерительная цепь для трехфазных систем	29
3.3.1 Пофазные измерения	31
3.3.2 Использование суммирующих ТТ	31
3.4 Высокоомная дифференциальная защита	38
3.5 Неполная дифференциальная защита	46
4. Алгоритмы измерения	48
4.1 Классические аналоговые системы	48
4.2 Цифровые алгоритмы измерения	50
4.2.1 Сбор измеряемых величин	51
4.2.2 Дифференциальная защита, основанная на сравнении	
мгновенных значений	52
4.2.3 Дифференциальная защита, основанная на сравнении	
комплексных амплитуд	54
4.2.4 Дополнительное торможение при насыщении измери-	
тельных трансформаторов тока	59
5. Измерительные трансформаторы тока	63
5.1 Схема замещения ТТ	63
5.2 Характеристики установившегося режима	64
5.3 Характеристики переходного режима	67
5.4 Классы ТТ ТР	70
5.5 Полярность ТТ	73
5.6 Погрешности ТТ	74
5.7 Выбор ТТ	76
5.8 Промежуточные ТТ	86
6. Системы обмена данными	105
6.1 Каналы передачи данных	105
6.1.1 Проводные каналы связи	105
6.1.2 Волоконно-оптические линии связи (ВОЛС)	117
6.1.3 Радиорелейные линии связи	122
6.2 Цифровой обмен данными между устройствами	123
6.3 Цифровые сети обмена данными	131

7. Дифференциальная защита генератора/двигателя	133
7.1 Дифференциальная защита генератора	134
7.2 Дифференциальная защита двигателя	149
8. Дифференциальная защита трансформатора	152
8.1 Основные физические принципы	152
8.2 Цифровая обработка измеряемых величин	159
8.3 Высокоомная дифференциальная защита	172
8.4 Устройства дифференциальной защиты трансформатора	175
8.5 Примеры реализации защиты силовых трансформаторов	177
9. Дифференциальная защита линии	189
9.1 Дифференциальная защита с трехжильным проводным каналом связи	190
9.2 Дифференциальная защита с двухжильным проводным каналом связи (витая пара)	193
9.3 Дифференциальная защита линии с цифровой передачей данных	203
9.4 Дифференциально-фазная защита с цифровым обменом данных	213
9.5 Дифференциальная защита присоединений с трансформаторами	218
9.5.1 Реализация защиты присоединений с трансформаторами	218
9.5.2 Дифференциальная защита линий с отпайками	219
10. Дифференциальная защита сборных шин	224
10.1 Низкоомная дифференциальная защита	225
10.1.1 Частично цифровое устройство защиты 7SS600	228
10.1.2 Полностью цифровое устройство защиты 7SS52	234
10.2 Действие цифрового устройства защиты сборных шин в условиях насыщения ТТ и требования к характеристикам ТТ	241
10.3 Высокоомная дифференциальная защита сборных шин	251
11. Структура устройства защиты	254
12. Ввод в эксплуатацию и обслуживание	261
12.1 Ввод в эксплуатацию	261
12.2 Обслуживание	263
13. Список литературы	264
13.1 Нормативные документы, научно-технические статьи	264
13.2 Книги по релейной защите	270
13.3. Дополнительная литература	271
14. Приложение	272

2. Терминология

Следующие термины используются в данном документе.

Если их определение соответствует определению согласно словарю Международной Электротехнической Комиссии (Глава 448: Защита энергосистем (МЭК 60050-448)), тогда приводится соответствующая ссылка:

Защита

Меры, применяемые для обнаружения повреждений и других ненормальных режимов работы энергосистемы, с целью их последующей ликвидации и формирования соответствующей сигнализации. [448-11-01]

Устройство защиты (в США: устройство защиты)

Устройство, которое одно или в комбинации с другими устройствами, является составной частью комплекса устройств релейной защиты. [448-11-02]

Комплекс устройств релейной защиты (в США: система устройств защиты)

Комплекс, объединяющий в себе одно или несколько устройств защиты и, при необходимости, логические элементы, предназначенных для выполнения одной или нескольких функций защиты. [448-11-03]

Система защиты

Объединение одного или нескольких комплексов устройств релейной защиты и других устройств, предназначенных для выполнения одной или нескольких функций защиты. [448-11-04]

Примечание 1: Система защиты состоит из одного или нескольких комплексов устройств защиты, измерительного (-ых) трансформатора (-ов) тока, вторичных цепей, цепей отключения и, где это необходимо, каналов связи. В зависимости от принципа выполнения системы защиты, последняя может включать в свой состав набор устройств одного или нескольких концов защищаемого объекта и, возможно, устройства автоматического повторного включения.

Примечание 2: Силовые выключатели не входят в состав системы защиты.

Защищаемый объект

Та часть системы, на которой применяется данный тип защиты. [448-11-05]

Цифровая защита (цифровое устройство защиты)

Устройства защиты на микропроцессорной базе, выполняющие преобразование измеряемых величин из аналогового вида в цифровой (токи и напряжения) и последующую их цифровую обработку программными средствами. Ранее использовавшийся термин - “компьютерное устройство защиты”.

Защита элемента

Защита, работа которой основана на сравнении электрических величин каждого из концов защищаемого элемента.

ПРИМЕЧАНИЕ: В США под термином “защита элемента” подразумевается защита электрического генератора.

Продольная дифференциальная защита (дифференциальная защита)

Защита, принцип работы которой основан на сравнении амплитуды или фазы и амплитуды токов, протекающих по концам защищаемого объекта. [448-14-16]

Поперечная дифференциальная защита

Защита параллельных линий электропередачи, принцип работы которой основана на сравнении токов, протекающих по двум цепям. [448-14-17]

Дифференциальная защита с торможением (в США: устройство процентной дифференциальной защиты)

Дифференциальная защита, ток срабатывания которой увеличивается пропорционально увеличивающемуся сквозному току, протекающему через защищаемый объект (сумме абсолютных значений токов всех концов линии).

Ток срабатывания (отключения) (устройства дифференциальной защиты)

Разница токов, при которой происходит срабатывание устройства дифференциальной защиты.

Тормозной ток (устройства дифференциальной защиты)

Ток, пропорциональный сквозному току, протекающему через защищаемый объект, препятствующий срабатыванию дифференциальной защиты.

Высокоомная дифференциальная защита

Дифференциальная токовая защита, реализуемая при помощи устройства дифференциальной защиты, обладающего высоким полным сопротивлением по сравнению с полным сопротивлением вторичной цепи насыщенного измерительного трансформатора тока. [448-14-22]

Низкоомная дифференциальная защита (дифференциальная защита)

Дифференциальная токовая защита, реализуемая при помощи устройства защиты, обладающего малым полным сопротивлением по сравнению с полным сопротивлением вторичной цепи насыщенного измерительного трансформатора тока. [448-14-23]

Дифференциально-фазная защита

Защита, принцип работы которой основан на сравнении фаз токов, протекающих по концам защищаемого объекта. [448-14-18]

Избирательный орган дифференциальной защиты шин

Орган дифференциальной защиты шин (системы шин), контролирующий токи, втекающие в и вытекающие из одной секции шин (системы шин). [448-14-24]

Пусковой орган дифференциальной защиты шин

Орган дифференциальной защиты шин (системы шин), контролирующий протекание тока по подстанции. [448-14-25]

ПРИМЕЧАНИЕ: Отключение от дифференциальной защиты шин может иметь место только в случае срабатывания как избирательного, так и пускового органа защиты.

Дифференциальная защита от коротких замыканий на землю (в США: земляная дифференциальная защита)

Защита, которая производит сравнение тока, протекающего в нулевом проводе группы фазных измерительных трансформаторов тока с током, протекающим в нулевом проводе группы измерительных трансформаторов тока, установленных в нейтрали. [448-14-29]

ПРИМЕЧАНИЕ: данный термин также используется в тех случаях, когда нейтраль защищаемой не заземлена, т.е. Не требуется ни второй группы измерительных трансформаторов тока, ни измерительного трансформатора тока в нейтрали для ограничения защищаемой зоны.

Неполная дифференциальная защита

Разновидность защиты, часто используемая в англо-саксонских странах. Применяется для реализации защиты секционированных шин с двухсторонним питанием. При этом токовые реле измеряют дифференциальный ток между током, протекающим в цепи питающего присоединения, и током, протекающим в цепи секционного выключателя (см. Раздел 3.5).

Дифференциальная защита с использованием контрольных проводов

Дифференциальная защита, использующая телекоммуникационные металлические провода (например, телефонные провода). [448-15-04]

Контур короткого замыкания (контур повреждения)

Цепь до и от места повреждения, относительно места установки устройства защиты.

Полное сопротивление короткого замыкания

Полное сопротивление в точке короткого замыкания между проводником поврежденной фазы и землей или между проводниками поврежденных фаз. [448-14-11]

Эквивалентное сопротивление

Эквивалентное сопротивление цепи между точкой приложения напряжения к реле и ЭДС повреждения. [448-14-13]

Сопротивление короткого замыкания

Сопротивление в точке короткого замыкания между проводником поврежденной фазы и землей или же между проводниками поврежденных фаз.

Комплексная амплитуда

В данной книге, электрические сигналы представляются в виде комплексной амплитуды:

$$\underline{A} = A \cdot e^{j\varphi} = A \cdot [\cos \varphi + j \sin \varphi] = B + jC$$

$$A = \sqrt{B^2 + C^2}$$

Тем самым, A представляет действующее значение либо тока, либо напряжения, либо мощности, а φ - угол по отношению к моменту времени $t=0$.

Такое представление также распространяется на полные сопротивления, которые не зависят от времени.

Вектор

Данный термин зачастую используется вместо термина комплексная амплитуда (в данном случае, A также может представлять максимальное значение электрического сигнала переменного тока).

α - и β - плоскость

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты может быть представлена на комплексной плоскости (полярная характеристика), используя отношения токов $\alpha = I_A / I_B$ и $\beta = I_B / I_A$. В данном случае, I_A – ток местного конца защищаемого объекта, I_B – ток противоположного конца защищаемого объекта. Данная характеристика в основном используется для защиты линии.

Полярная характеристика

Представление характеристики срабатывания дифференциальной защиты в α - и β - плоскости.

Правило знака для дифференциальной защиты

В данной книге, за положительное направление токов выбрано направление токов в сторону защищаемого объекта. Тем самым, векторная сумма токов при внутренних коротких замыканиях равна: $I_1 + I_2 \dots + I_n$.

Согласно этому правилу, векторная сумма соответствует дифференциальному току.

Полярность измерительных трансформаторов тока

Если не приведено каких-либо замечаний, тогда для трансформаторов тока справедливы следующие правила полярности (см. Раздел 5.5, Рисунок 5-9).

- Первичная обмотка, вторичная обмотка и другие обмотки (если имеются) намотаны в одном и том же направлении.
- Напряжения на обмотках имеют одну и ту же полярность, т.е. синфазны.
- Токи имеют противоположную полярность, т.е. Они протекают через обмотки в противоположных направлениях ($i_1 \cdot w_1 + i_2 \cdot w_2 + \dots + i_n \cdot w_n = 0$).

Обозначение фаз

В данной книге используется стандартное обозначение фаз согласно стандарту МЭК: L1, L2, L3. В отдельных выражениях и на диаграммах, для упрощения, также используются обозначения фаз, как a, b, c.

Ток земли

Ток (I_E), протекающий через нейтральную точку к земле и протекающий через землю.

Ток нулевой последовательности

Согласно методу симметричных составляющих, ток нулевой последовательности равен одной третьей суммы фазных токов, т.е. одной третьей тока нейтрали $I_0 = 1/3 I_N$. В трехфазных сетях высокого напряжения (нейтрального проводника отсутствует) ток нейтрали соответствует току земли, таким образом $I_0 = 1/3 I_E$.

Ток нейтрали

Ток (I_N), равный векторной сумме фазных токов. [448-14-11]

Сквозной ток короткого замыкания

Ток, протекающий через защищаемый объект при внешнем коротком замыкании. [448-14-13]

3. Режимы функционирования

В данной главе представлено описание режимов функционирования дифференциальной защиты. В других главах рассматриваются различные исполнения дифференциальной защиты. Также, далее подробно рассмотрены особенности работы измерительных трансформаторов тока и вопросы, касающиеся передачи данных, поскольку от данных факторов зависит надежность функционирования всей системы релейной защиты. Описаны принципы реализации дифференциальной защиты генераторов, двигателей, силовых трансформаторов, присоединений и сборных шин. В каждом из случаев, рассматриваются характерные особенности выполнения защиты.

3.1 Введение

Дифференциальная защита является защитой с абсолютной селективностью и, тем самым, реагирует только на повреждения, возникающие в защищаемой зоне. Защищаемая зона определяется расположением измерительных трансформаторов тока. Таким образом, согласование данной защиты с другими смежными защитами производить не требуется, что позволяет защите действовать без выдержки времени.

Исходя из этого, дифференциальную защиту можно применять в качестве основной быстродействующей защиты для всех важных элементов системы.

Принцип работы дифференциальной защиты достаточно прост, поскольку в его основе лежит сравнение токов. Однако, для того, чтобы исключить излишние срабатывания защиты необходимо выполнить правильный выбор измерительных трансформаторов тока. Но дифференциальная защита также должна устойчиво функционировать и при насыщении измерительных трансформаторов тока с целью снижения затрат на последние. Тем самым, определение возможной степени насыщения трансформаторов тока и обеспечение достаточного торможения при возникающих погрешностях также являются важными задачами, которые необходимо решить при реализации данного принципа защиты.

Генераторы, двигатели и силовые трансформаторы часто защищаются дифференциальной защитой, поскольку высокая чувствительность и быстродействие данной защиты позволяют максимально минимизировать повреждения. Дифференциальная защита также часто применяется для реализации защиты коротких кабельных линий, где применение дистанционной защиты невозможно. При защите протяженных линий (длиной более 25 км) необходимо учитывать влияние блуждающих токов на линию связи (витая пара), соединяющую устройства защиты разных концов. При необходимости требуется обеспечить экранирование и изоляцию данных проводов связи. При использовании цифровых устройств защиты, соединенных между собой волоконно-оптической линией связи, подобных мер принимать не требуется, поэтому представляется возможным реализовать защиту объектов, длина которых превышает 100 км. С началом использования цифровых сетей обмена данными, стало возможным объединить в информационную сеть все ответственные подстанции. Указанное также может стать предпосылкой использования дифференциальной защиты. При этом необходимо отметить, что интерфейсы и протоколы обмена данными между устройствами защиты и системой должны быть идентичными и соответствовать необходимым стандартам. При передаче данных необходимо также учитывать время отклика канала связи, в частности, когда производится пере-

ключение с одной цепи передачи данных на другую. Кроме того, также требуется производить проверку готовности системы передачи данных. Дифференциальная защита, работающая с цифровой системой передачи данных, позволяет улучшить качество защиты, поскольку измерения выполняются для каждой из фаз, что позволяет осуществить селективное отключение с последующим автоматическим повторным включением. Указанное также справедливо при возникновении сложных повреждений, таких, как многократные короткие замыкания на двухцепных линиях, когда поврежденные фазы не могут быть отключены дистанционной защитой. Использование дифференциальной защиты также возможно при наличии трехконцевых линий, число которых увеличивается.

Основной задачей дифференциальной защиты шин является быстрая, селективная ликвидация повреждений, возникающих на них, что необходимо для обеспечения условий устойчивости. При этом излишние и ложные действия данной защиты должны быть полностью исключены, поскольку возможен перерыв электроснабжения большого числа потребителей.

Выполнение защит быстродействующими (с временем срабатывания менее одного периода промышленной частоты) и обеспечение их устойчивой работы при высоких степенях насыщения измерительных трансформаторов тока долгое время являлись трудоемкими задачами. Исключить излишние и ложные срабатывания из-за отказов аппаратной части удалось объединением критериев срабатывания по логической схеме И.

На больших подстанциях конфигурация сборных шин часто достаточно сложна, в нее входят несколько секций шин и, соответственно, несколько секционных и шиносоединительных выключателей. Указанное требует наличия разветвленных вторичных цепей и реализации сложного контроля положения разъединителей. Переключение аналоговых цепей измерения необходимо при реализации традиционной защиты шин, однако при использовании цифровых устройств защиты в этом нет необходимости, поскольку обработка соответствующих токов выполняется при поступлении соответствующих логических сигналов, рандомизированных на входы устройства при помощи специализированного программного обеспечения. Реализация децентрализованной структуры защиты шин и использование волоконно-оптических линий связи позволяют значительно сократить количество кабельных связей.

Все вышеизложенное относится к “стандартной” токовой дифференциальной защите, производимые измерения которой основываются на низкоомном принципе.¹

Однако, также существует высокоомная дифференциальная защита. В таком случае, в дифференциальную цепь последовательно включено сопротивление, значительно превышающее вторичное сопротивление насыщенного измерительного трансформатора тока. Тем самым, обеспечивается устойчивость несрабатывания защиты при протекании сквозных токов короткого замыкания и в условиях насыщения измерительного трансформатора тока. В таком случае, ток ненасыщенного измерительного трансформатора тока не будет протекать через реле защиты, а будет протекать через насыщенный трансформатор тока, который будет представлять собой низкоомный шунт.

Данная разновидность дифференциальной защиты часто применяется за пределами континентальной Европы для реализации защиты гальванически свя-

¹ В цифровых устройствах защиты дифференциальная цепь реализована на программном уровне. Цифровые устройства защиты функционируют как низкоомные устройства дифференциальной защиты.

занных объектов, в первую очередь генераторов, двигателей и сборных шин, а также в качестве дифференциальной защиты от коротких замыканий на землю, устанавливаемой на силовых трансформаторах. Для реализации данной разновидности защиты необходимо использование специальных сердечников трансформаторов тока (Класс X согласно стандарту BS 3938 или класс TPS согласно стандарту МЭК 60044-6), обладающих одним и тем же коэффициентом трансформации.

При возникновении внутренних коротких замыканий, когда токи от всех трансформаторов тока протекают через высокоомное устройство защиты, во вторичных цепях трансформаторов тока имеет место увеличение напряжения. Указанное повышение напряжения может быть ограничено при помощи варисторов. Данный принцип не подходит для реализации защиты сборных шин сложной конфигурации, поскольку в таком случае требуется переключение вторичных токовых цепей. Некоторые, однако, применяют данную защиту для реализации защиты двойной системы шин, используя блок-контакты разъединителей для непосредственного переключения вторичных токовых цепей. Однако, стоит отметить, что высокоомная дифференциальная защита, в первую очередь, используется в тех случаях, когда подобные переключения производит не требуется, например, при полуторной схеме включения.

3.2 Основные принципы

Основные принципы, известные уже на протяжении десятилетий, до сих пор применяются и не зависят от элементной базы, на которой выполняются сами устройства защиты. [3-2]

Дифференциальная защита осуществляет сравнение измеряемых величин по амплитуде и по фазе. Указанное возможно при непосредственном сравнении мгновенных величин и сравнении векторов. В каждом из случаев, принцип измерения основан на законе Кирхгофа, который гласит, что геометрическая (векторная) сумма токов, втекающих и вытекающих из узла, должна быть равна нулю в любой момент времени. Таким образом, можно сказать, что токи, втекающие в защищаемую зону – положительны, вытекающие из нее – отрицательны.

3.2.1 Дифференциальная токовая защита

Дифференциальная токовая защита является наиболее простой и часто используемой реализацией дифференциального принципа. Принцип измерения величин представлен на рисунке 3-1. Измерительные трансформаторы тока, установленные по концам защищаемой зоны, имеют последовательно соединенные вторичные цепи. Таким образом, при внешнем коротком замыкании, ток циркулирует по образованной цепи (Рисунок 3-1а) и, соответственно, через ту цепь, где установлено устройство защиты, ток не протекает. При возникновении внутреннего повреждения (Рисунок 3-1б), токи повреждения втекают в защищаемую зону и, соответственно, вторичные токи складываются и их сумма протекает через цепь, в которой установлено устройство защиты. При этом происходит срабатывание дифференциальной защиты и она формирует команду на отключение соответствующих выключателей.

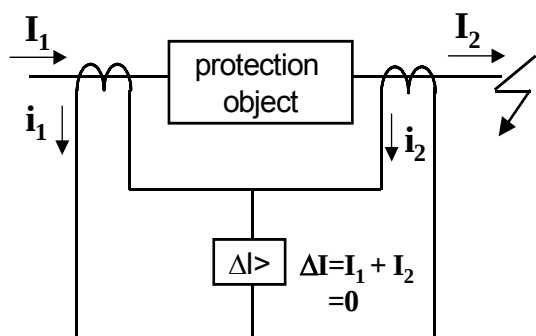


Рисунок 3-1а: Внешнее КЗ

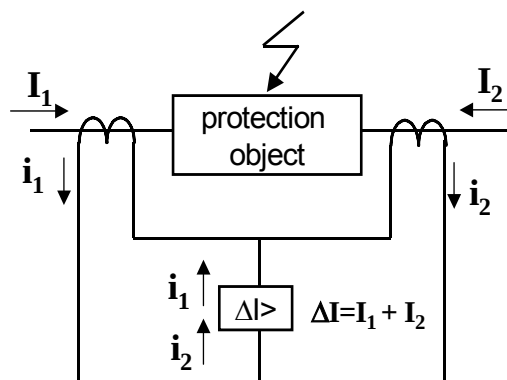


Рисунок 3-1б: Внутреннее КЗ

Данный простой принцип (дифференциальная защита без торможения) может быть использован при реализации защиты сосредоточенных объектов, где измерительные трансформаторы тока установлены в непосредственной близости друг от друга.

Также, представляется возможным использовать данный принцип при защите генераторов или двигателей (Рисунок 3-2а), в частности, когда измерительные трансформаторы тока имеют один и тот же коэффициент трансформации.

При реализации защиты силовых трансформаторов, однако, требуется использование согласующих трансформаторов тока для учета группы соединения обмоток силового трансформатора и выравнивания сравниваемых токов (Рисунок 3-2б).

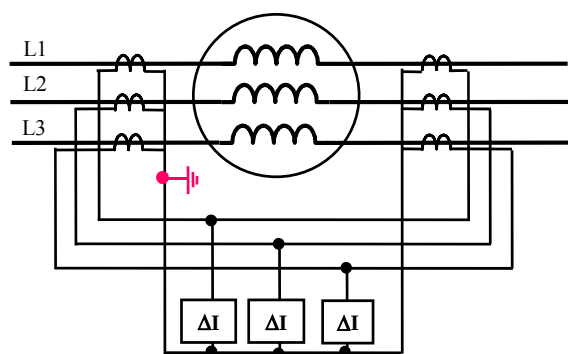


Рисунок 3-2а: Генератор/Двигатель

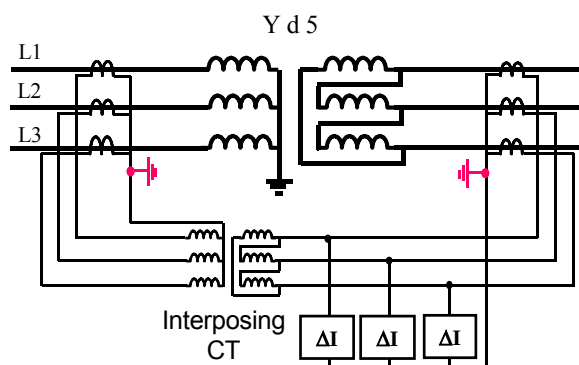


Рисунок 3-2б: Трансформатор

Рисунок 3-2: Дифференциальная защита, принцип

При реализации защиты сборных шин, необходимо суммировать токи нескольких присоединений (Рисунок 3-3). В нагрузочном режиме или при внешнем коротком замыкании, векторная сумма данных токов равна нулю, поэтому через устройство защиты дифференциальный ток не протекает. При возникновении внешних повреждений, токи суммируются и появляется значительный дифференциальный ток.

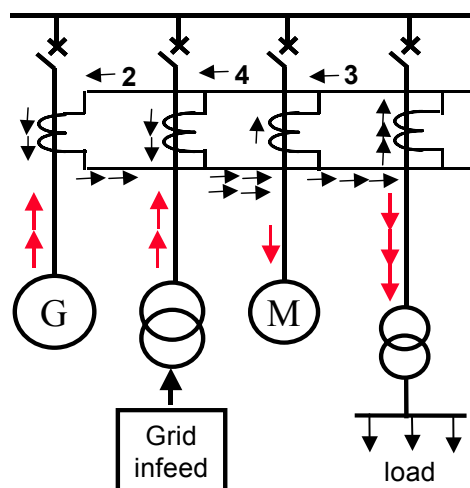


Рисунок 3-3: Защита шин (режим нагрузки или внешнего КЗ)

При организации защиты двухконцевой линии, трансформаторы тока устанавливаются на удаленных друг от друга концах линии. В таком случае, реализуется схема защиты, представленная на Рисунке 3-4 (реализация дифференциальной защиты с использованием трехжильного контрольного провода). Трехжильный контрольный провод необходим для организации соединения между двумя подстанциями и представляет из себя “витую тройку”. На обоих концах устройства защиты включаются в дифференциальную цепь и в случае возникновения короткого замыкания на линии формируют команду отключения выключателей своих концов линии. Таким образом, более не требуется какой-либо передачи сигнала отключения. На практике, вторичные токи измерительных трансформаторов тока (1 или 5А) преобразуются в ток, равный 100 мА, при помощи промежуточных трансформаторов тока с целью уменьшения нагрузки контрольных проводов. Благодаря этому токовая дифференциальная защита может быть использована для защиты линий, длина которых составляет приблизительно 10 км. При реализации защиты объектов, длина которых составляет от 1 до 2 километров возможно использование контрольных кабелей (с 2 кВ изоляцией).

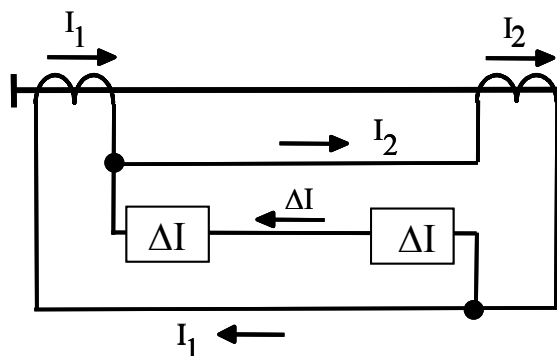


Рисунок 3-4:
Дифференциальная защита линии

Когда контрольные провода прокладываются вблизи силовых кабелей и воздушных линий, необходимо предусмотреть их экранирование. При значительных длинах, напряжение в несколько киловольт может быть наведено в контрольных проводах. Указанное оказывает влияние на изоляцию контрольных проводов и требуется использование специальных контрольных проводов, обладающих лучшей изоляцией (8 кВ), а также возможна необходимость установки защитных трансформаторов для предотвращения повреждения устройств защиты высокими напряжениями (см. Раздел 6.1.1).

Также, для того, чтобы уменьшить число жил контрольного провода, промежуточные трансформаторы тока также являются суммирующими трансформаторами, тем самым производится суммирование фазных токов.

Сравнение токов при цифровой передаче измеренных величин

Описанный принцип работы защиты основан на передаче измеренных величин в аналоговом виде (50/60 Гц) при использовании контрольных проводов.

При реализации цифровой защиты, все больше используется цифровая передача данных.

Тем самым, измеряемые величины преобразуются в цифровой вид и их передача осуществляется по выделенной волоконно-оптической линии связи или через цифровую систему обмена данными. В общем и целом, принцип функционирования защиты остается тем же, за исключением лишь того, что осуществляется цифровая передача данных.

Цифровое устройство защиты линии 7SD52 и цифровое устройство децентрализованной защиты сборных шин 7SS52 являются примерами подобного рода реализации.

Все описанные защиты, действующие на основе сравнения величин, можно также назвать “продольными дифференциальными защитами”. Кроме всего прочего, необходимо также упомянуть поперечную дифференциальную защиту. Данная защита реализует сравнение токов двух или большего числа параллельных цепей на каждом конце. В настоящее время данный тип защиты используется редко, поскольку для его использования необходимо обязательное наличие параллельных цепей, защита не может при этом использоваться, если в работе находится всего лишь одна цепь. Только для генераторов, обладающих параллельными обмотками в каждой фазе, дифференциальная защита используется для защиты от витковых коротких замыканий.

3.2.2 Дифференциальная защита с торможением

Ранее предполагалось, что установлен фиксированный порог срабатывания защиты. На практике, однако, необходимо учитывать составляющую тока небаланса, обусловленную погрешностями измерительных трансформаторов тока.

При работе на линейном участке характеристики трансформатора тока указанные погрешности пропорциональны сквозному току. При протекании значительных токов, возможно насыщение измерительных трансформаторов тока, что влечет за собой быстрое увеличение тока небаланса.

Кроме того, также возможно появление другой составляющей тока небаланса, обусловленной изменением положения отпаяк РПН.

На Рисунке 3-5 представлена зависимость дифференциального тока, измеряе-

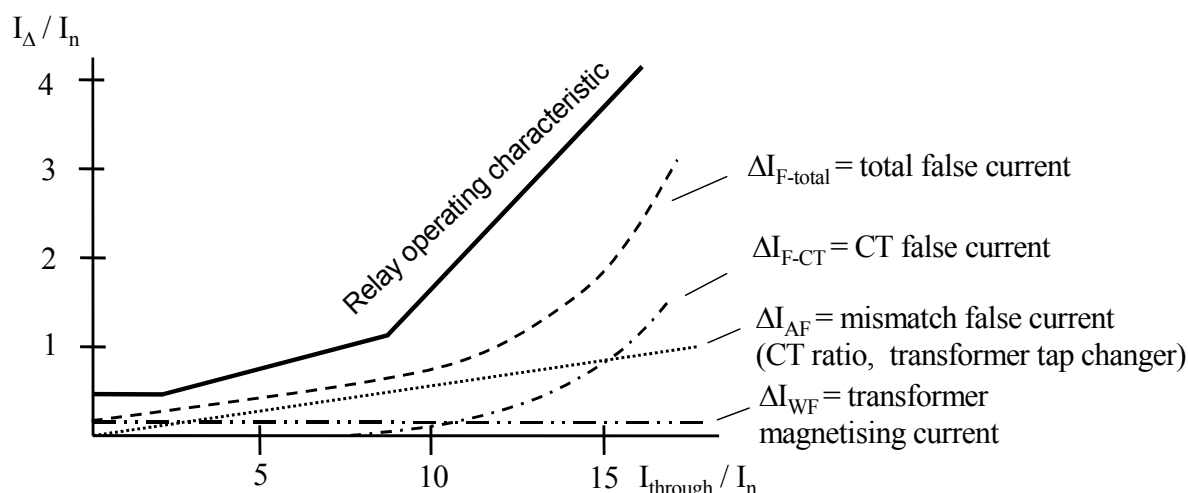


Рисунок 3-5: Ложный дифференциальный ток в нагрузочном режиме и в режиме внешнего КЗ и адаптированная характеристика срабатывания

мого устройством защиты, от сквозного тока ($I_{\text{СКВ}}$) нагрузки или сквозного тока, протекающего при внешнем коротком замыкании.

Очевидно, что уставка срабатывания должна увеличиваться с увеличением величины сквозного тока. Указанное позволяет обеспечить высокую чувствительность в нагрузочном режиме и маленьких токах повреждения, в то время, как исключается излишнее срабатывание защиты при внешних коротких замыканиях, сопровождающихся протеканием значительных токов, когда может иметь место насыщение измерительных трансформаторов тока.

Изначально, все это достигалось увеличением уставки срабатывания пропорционально сквозному току. Указанный метод был предложен еще в 1920 году [3-1, 3-2]. Принцип работы представлен на Рисунке 3-6.

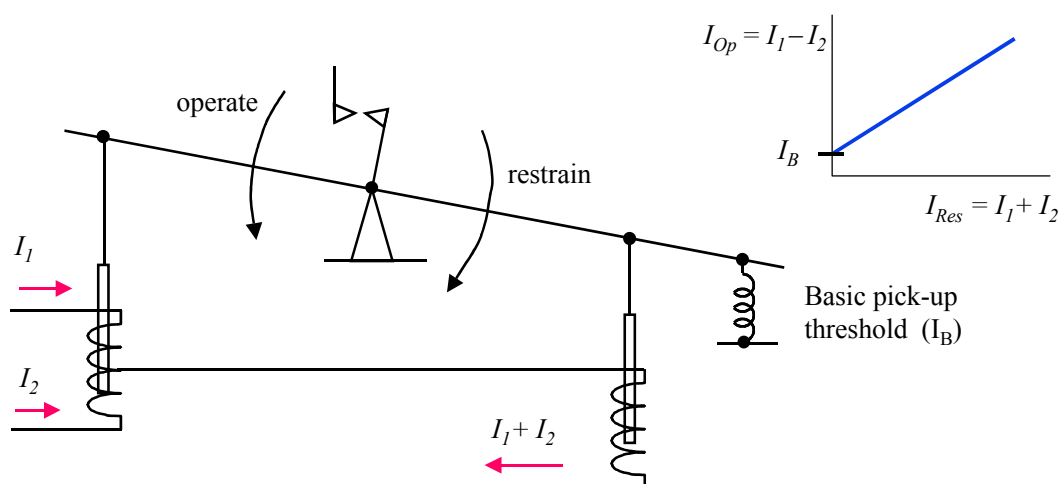


Рис. 3-6: Дифференциальная защита с торможением согласно МакКроллу

Защита построена на электромеханических и статических реле с использованием диодной схемы сравнения (Рисунок 3-7). В дифференциальной цепи уста-

навливалось поляризованное реле с подвижной катушкой, обладающее высокой чувствительностью.

Торможение обеспечивается сигналом, $I_{\text{торм}} = k_1 \cdot (I_1 - I_2)$ который соответствует „сумме“ вторичных токов в случае внешнего короткого замыкания. В таком случае, необходимо соблюдать выбранное правило знака, которое определяет, что за положительное направление токов выбрано их направление внутрь защищаемого объекта. Срабатывание определяется “разницей” вторичных токов измерительных трансформаторов тока $I_{\text{раб}} = k_2 \cdot (I_1 + I_2)$.

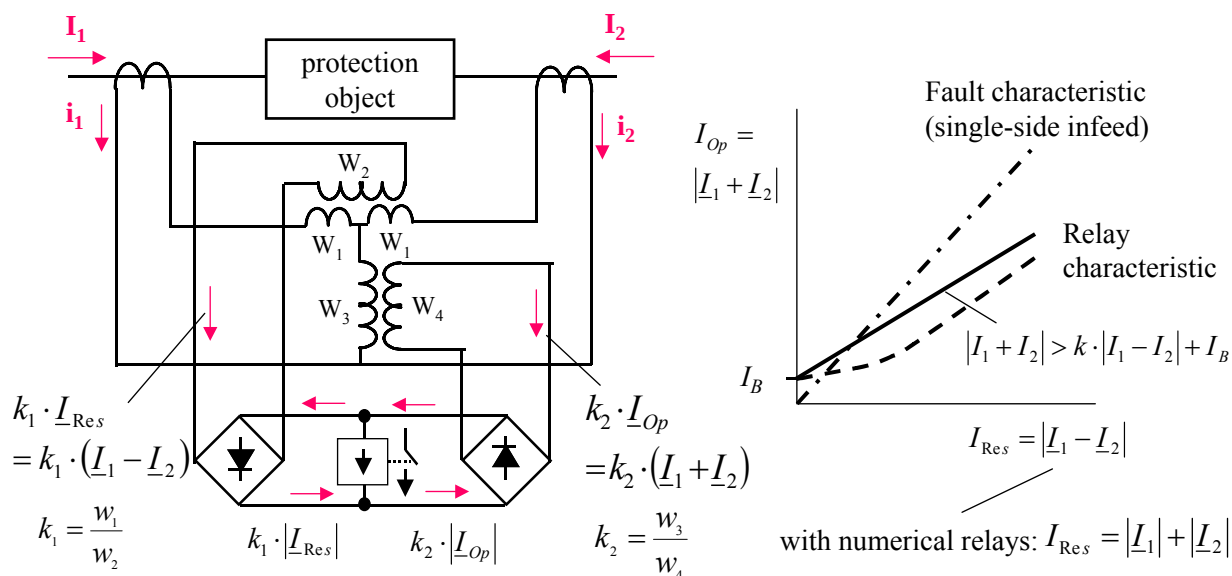


Рис. 3-7: Дифференциальная защита с диодной схемой сравнения

Возможны следующие ситуации:

	$I_{\text{торм}} = k_1 \cdot (I_1 - I_2)$	$I_{\text{раб}} = k_2 \cdot (I_1 + I_2)$
Внешнее КЗ	$I_{\text{торм}} = 2 \cdot k_1 \cdot I_{\text{КЗ}}$	$I_{\text{раб}} = 0$
Внутреннее КЗ при одно- стороннем питании	$I_{\text{торм}} = k_1 \cdot I_{\text{КЗ}}$	$I_{\text{раб}} = k_2 \cdot I_{\text{КЗ}}$
Внутреннее КЗ при двух- стороннем питании	$I_{\text{торм}} = 0$	$I_{\text{раб}} = 2 \cdot k_2 \cdot I_{\text{КЗ}}$

Критерий срабатывания:

$$I_{\text{раб}} > I_{\text{торм}} \text{ т.е. } k_2 \cdot |I_1 + I_2| > k_1 \cdot |I_1 - I_2|$$

Посредством пружины торможения реле, также может быть установлен минимальный порог срабатывания B .

Таким образом для дифференциальной защиты с торможением справедливо следующее:

$$|I_1 + I_2| > k \cdot |I_1 - I_2| + B \quad \text{где } k = k_2 / k_1 \quad (3-1)$$

Позднее, измерительная цепь была усовершенствована: она была дополнена комбинацией диода и резистора. Тем самым, при малых токах торможение не-

значительно и оно начинает увеличиваться только по превышении током определенного порога (переменное торможение), как это представлено на Рисунке 3-7 (см. характеристику, изображенную прерывистыми линиями). В цифровой защите затем была реализована характеристика, состоящая из нескольких участков. Указанная характеристика позволяет лучше адаптироваться к условиям, когда возникают погрешности.

В более новых устройствах защиты, порог срабатывания B более не добавляется к тормозной величине, а реализована отдельная уставка $I_{раб} > B$. В результате характеристика торможения $I_{раб} > k \cdot I_{торм}$ более не смещена на значение B , а проходит через начало координат. Таким образом, достигается высокая чувствительность при протекании малых токов (см. Рисунок 3-14 в следующем разделе).

Описанный принцип может быть также использован при реализации защиты объектов с числом концов более двух (к примеру, для реализации защиты трехобмоточных трансформаторов, защиты сборных шин). Таким образом, сумма токов (арифметическая сумма) используется для торможения², в то время, как геометрическая (векторная) сумма токов является рабочей величиной:

$$I_{торм} = |I_1| + |I_2| + |I_3| + \dots + |I_n| \quad (3-2)$$

$$I_{раб} = |I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n| \quad (3-3)$$

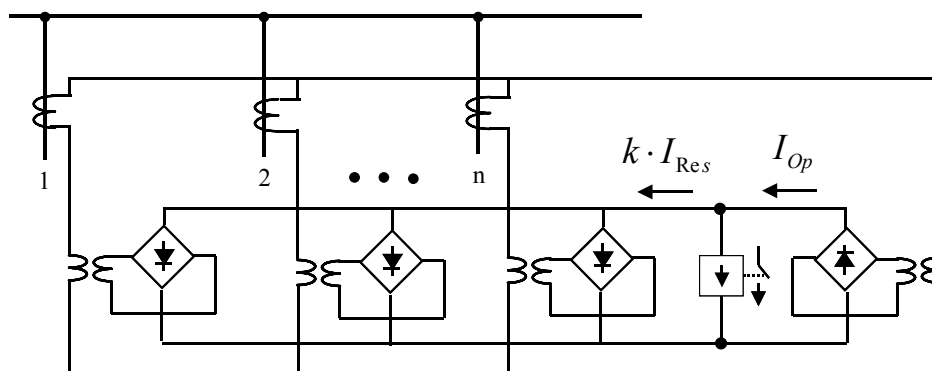
Критерии срабатывания:

$$I_{раб} > kI_{торм} \quad \text{и} \quad I_{раб} > B \quad (3-4)$$

Коэффициент торможения, который определяет наклон характеристики торможения может быть выбран равным в диапазоне от 0.3 до 0.8, в зависимости от характеристик выбранных трансформаторов тока. Порог срабатывания B может быть выбран равным $10\%I_N$ при реализации защиты генератора, в то время как для защиты сборных шин это значение должно составлять 130% тока наиболее нагруженного присоединения.

Соответствующая цепь (аналоговое исполнение) представлена на Рисунке 3-8.

² В цифровых устройствах защиты данная формула также применима для дифференциальной защиты двухконцевого объекта.



$$I_{Op} = |I_1 + I_2 + \dots + I_n| = |\Sigma I| \quad I_{Res} = |I_1| + |I_2| + \dots + |I_n| = \Sigma |I|$$

Рисунок 3-8: Многоконцевой объект

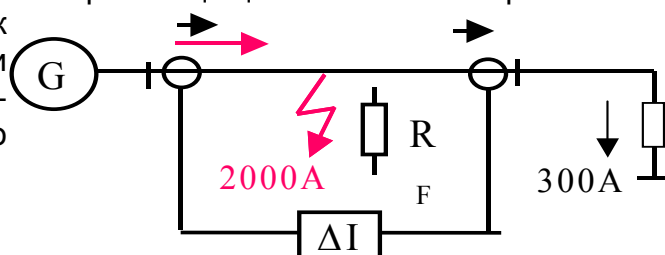
В случае внешнего короткого замыкания, дифференциальный ток (рабочий ток) $I_{раб}$ должен быть равен нулю, т.е. векторная сумма токов должна быть равной нулю. Тормозной ток соответствует сумме токов.

В случае внутреннего короткого замыкания, дифференциальный ток представляет собой векторную сумму токов. В простейшем случае, когда токи питания, а также возникающие затем токи повреждения приблизительно находятся в фазе, векторная и арифметическая сумма равны, т.е. $I_{раб} = I_{торм}$.

В условиях, когда имеют место малые переходные сопротивления и токи находятся в фазе, может быть отмечено следующее:

Внешнее КЗ	$I_{торм} = 2 \cdot I_{КЗ-скв.}$	$I_{раб} = 0$	$I_{КЗ-скв.}$ - ток повреждения, протекающий через защищаемый объект
Внутреннее КЗ	$I_{торм} = I_{КЗ-внутр.}$	$I_{раб} = I_{КЗ-внутр.}$	$I_{КЗ-внутр.}$ - сумма токов повреждения в месте короткого замыкания

В случае возникновения внутренних коротких замыканий через большое переходное сопротивление должен быть принят во внимание тот факт, что часть тока нагрузки может все еще протекать через защищаемый объект в режиме короткого замыкания. Сквозной ток нагрузки накладывается на токи повреждения, втекающие в защищаемый объект. Соответственно отношение $I_{раб}/I_{торм}$ уменьшается.



$$I_{Op} = 2000 \text{ A} \quad I_{Res} = 2600 \text{ A}$$

Рисунок 3-9: Внутреннее КЗ через переходное сопротивление

Пример 3-1:

Короткое замыкание через переходное сопротивление (Рисунок 3-9).

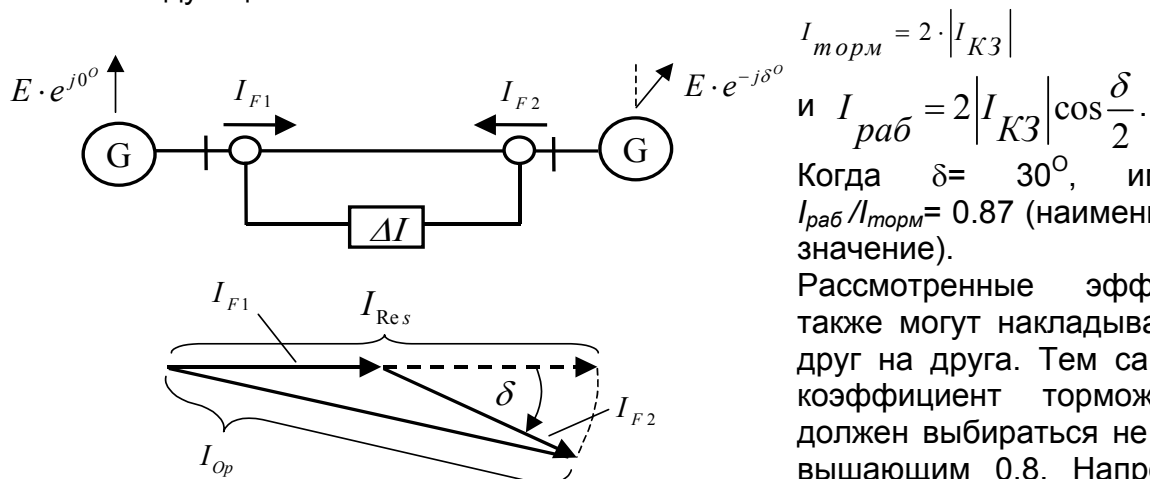
$$I_{раб} = 2300 - 300 = 2000$$

$$I_{торм} = 2300 + 300 = 2600$$

$$I_{раб}/I_{торм} = 0.77$$

В разветвленных сетях или в случае возникновения качаний мощности или даже асинхронного хода, токи повреждения, втекающие в защищаемый объект могут значительным образом отличаться по фазе. В этом случае, векторная сумма токов оказывается меньше, чем арифметическая сумма токов и, тем самым, уменьшается и отношение $I_{раб} / I_{торм}$. При двухстороннем питании, будут справедливы условия, представленные на Рисунке 3-10.

Если, для упрощения, два тока считаются равными по значению, тогда имеет место следующее:



Когда $\delta = 30^\circ$, имеем $I_{раб} / I_{торм} = 0.87$ (наименьшее значение).

Рассмотренные эффекты также могут накладываться друг на друга. Тем самым, коэффициент торможения должен выбираться не превышающим 0.8. Напротив, должны быть выбраны трансформаторы тока с такими характеристиками, что

Рисунок 3-10: Внутреннее КЗ с токами подпитки, отличающимися по фазе

задание уставки выше 0.7 не требуется.

Примечание 1: В литературе и руководствах по эксплуатации, сквозной ток часто принимают за опорную величину и считают положительным. В таком случае, дифференциальный (рабочий ток) соответствует $I_{раб} = |I_1 - I_2|$, а ток торможения соответствует $I_{торм} = |I_1 + I_2|$ (для традиционных устройств защиты) или $I_{торм} = |I_1| + |I_2|$ (для цифровых устройств защиты). Указанное правило, которое подходит для защиты двухконцевого объекта, однако, не приемлемо для защиты многоконцевого объекта, например для защиты сборных шин. Тем самым, правило знака, что токи втекающие в защищаемый объект считаются положительными, применяется в данной книге (а также едино во всей компании Siemens).

Примечание 2: В данной книге, величина торможения соответствует сумме токов $I_{торм} = |I_1| + |I_2|$. Траектория перемещения точки $I_{раб} / I_{торм}$ при внутренних коротких замыканиях представляет собой прямую линию, проходящую под углом 45° (100% наклон), на характеристике торможения (см. Рисунок 3-7). Указанное справедливо для всех устройств защиты фирмы Siemens. Некоторые производители устройств защиты используют в качестве величины торможения полусумму токов:

$I_{\text{торм}} = (|I_1| + |I_2|)/2$, даже для защиты многоконцевых объектов, т.е. $I_{\text{торм}} = (|I_1| + |I_2| + |I_3| + \dots + |I_n|)/2$. В таком случае, линия имеет 200% наклон! Указанное необходимо учитывать при сравнении устройств защиты различных производителей и при задании коэффициента торможения.

3.2.3 Дифференциальная защита, реализуемая при использовании двухжильного контрольного провода

Дифференциальная защиты, реализуемая с использованием контрольного провода (витой пары), была разработана для использования с двухжильными телекоммуникационными кабелями (телефонными кабелями). В основном используется за пределами континентальной Европы, где телекоммуникационные кабели часто берут в аренду у телефонных компаний.

Возможны два принципа реализации данной защиты:

- принцип сравнения напряжений
- принцип циркулирующих токов

Оба варианта были разработаны и проверены на практике [А-13, А-20]. Устройства защиты фирмы Siemens, подробно описанные в разделе 9.2, работают по принципу сравнения напряжений.

Принцип сравнения напряжений

В данном случае, ток на каждом конце линии протекает через сопротивление шунта (R_Q), таким образом имеются напряжения U_1 и U_2 , каждое из которых

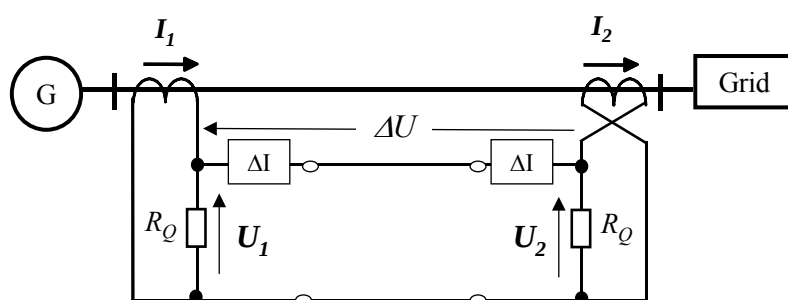


Рисунок 3-11: Дифференциальная защита линии, принцип сравнения напряжений

пропорционально соответствующему току. Далее производится сравнение указанных напряжений. Соединение выполнено таким образом, что в случае протекания тока нагрузки или в случае внешнего короткого замыкания, напряжения противоположны друг другу по фазе. При внутренних коротких замыканиях, ука-

занные напряжения, однако, синфазны и через цепь протекает протекает ток. Указанный ток, который составляет всего несколько миллиампер по отношению к вторичному номинальному току трансформаторов тока, приводит к срабатыванию чувствительного токового реле (ΔI).

Напряжение на контрольных проводах составляет несколько вольт при протекании номинального тока через измерительные трансформаторы тока, но оно увеличивается при протекании значительных токов повреждения. Однако, максимальное поперечное напряжение на контрольных проводах не может превышать 60% номинального напряжения изоляции телефонного кабеля (500 В), другими словами, не может превышать 300 В. Для ограничения напряжений в случае протекания значительных токов повреждения, используются варисторы. При внешних коротких замыканиях, напряжения не должны достигать указанного предела. Малая нагрузка, которая имеет место при использовании данных устройств, позволяет реализовывать защиту линий, длина которых составляет

до 25 км. Указанные в разделе 3.2.1 замечания по поводу экранирования и изоляции проводов справедливы и в данном конкретном случае.

Кроме того, жилы контрольного провода должны быть свиты соответствующим образом, чтобы поперечное напряжение, наводимое током повреждения, протекающим по земле, было сведено к минимуму.

Работа осуществляется согласно принципу работы дифференциальной защиты с торможением. Рабочий ток (дифференциальный ток) $I_{\text{раб}} = I_1 + I_2$ ³ пропорционален току контрольного провода. Ток торможения $I_{\text{торм}} = I_1 - I_2$ образуется из тока, протекающего в цепи шунта, и дополнительной составляющей тока контрольного провода (Рисунок 3-12).

Отношение сопротивления шунта R_Q к сопротивлению контура R_S определяет коэффициент распределения тока k . Для получения желаемого коэффициента k , сопротивление R_Q регулируется. Для получения $I_{\text{раб}}$ и $I_{\text{торм}}$, ток, протекающий по контрольному проводу, и ток, протекающий через шунт, в реле суммируются с весовыми коэффициентами. В аналоговых устройствах, это выполняется встроенными промежуточными трансформаторами, в то время как в цифровых устройствах защиты производятся соответствующие вычисления.

Аналоговые устройства, производимые фирмой Siemens, имеют фиксированный коэффициент $k=1/8$, другими словами имеет место соотношение $R_Q = 1/6 R_S$ (см. Раздел 9.2, Рисунок 9-4). В цифровых устройствах защиты значение k всегда вычисляется, согласно обозначенным выше выражениям, для каждого конкретного случая исходя из сопротивления контрольного провода R_S , которое должно быть введено в качестве исходных данных в реле, и исходя из фиксированного значения R_Q . Указанное подробно рассмотрено в разделе 9.2.

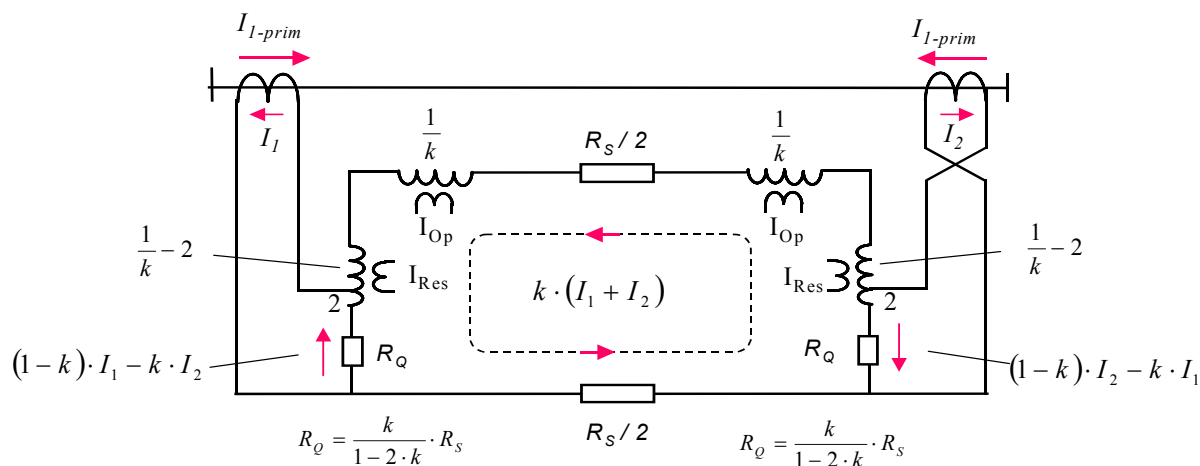


Рисунок 3-12: Дифференциальная защита, принцип сравнения напряжений

Принцип циркулирующих токов

Цепь аналогична цепи, реализованной согласно принципу сравнения напряжений. Однако, теперь иным образом формируются тормозная и рабочая величины. Вспомогательный трансформатор в цепи контрольного провода обеспечивает ток торможения $I_{\text{торм}} = I_1 - I_2$, а вспомогательный трансформатор в цепи шунта обеспечивает рабочий ток $I_{\text{раб}} = I_1 + I_2$. Трансформаторы тока включены

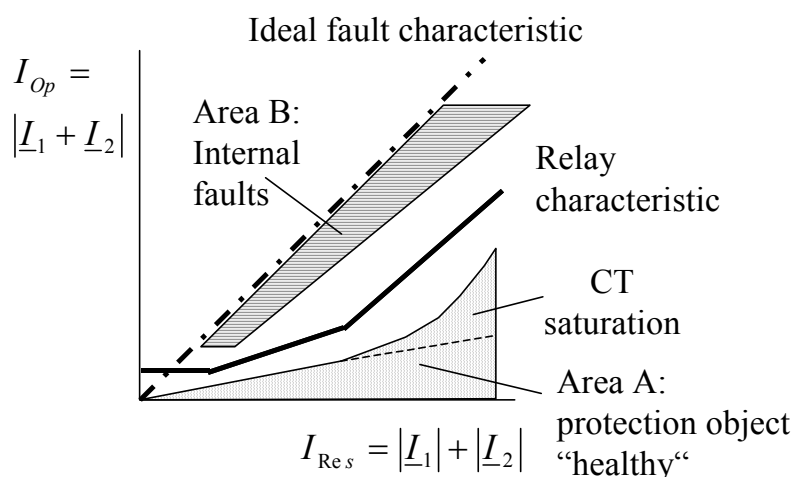
³ Должно быть учтено правило знака: за положительное направление токов принимается их направление в сторону линии.

встречно, как это обычно и выполняется при реализации дифференциальной защиты. В результате, перекрестное соединение вторичных цепей измерительного трансформатора тока, как это показано на Рисунке 3-12 (правая сторона) не применяется. Соответственно, вторичные напряжения измерительных трансформаторов тока находятся в фазе, когда ток протекает через присоединение. Тогда по контрольному проводу циркулирует ток. В случае внутреннего короткого замыкания, напряжения находятся в противофазе, что приводит к уменьшению тока, протекающего по контрольному проводу. При двухстороннем питании, указанный ток теоретически равен нулю.

Сравнение двух принципов измерения

При использовании принципа сравнения напряжений, в нагрузочном режиме через жилы контрольного провода ток не протекает. При возникновении через жилы должен протекать ток, вызывающий отключение. Тем самым, реализуется разрешающая схема. Если происходит обрыв контрольного провода, то срабатывание невозможно. При возникновении короткого замыкания на контрольном проводе, будет иметь место излишнее срабатывание при внешних повреждениях. Таким образом, необходимо ввести дополнительное условие срабатывания по току, которое необходимо для предотвращения ложных и излишних срабатываний.

В принципе циркулирующих токов, тормозной ток протекает через контрольные провода



и предотвращает срабатывание защиты при внешних коротких замыканиях. Таким образом, реализуется блокирующая схема. Обрыв контрольных проводов может привести к срабатыванию защиты при протекании значительных сквозных токов. Таким образом, необходимо использование дополнительного

Рисунок 3-13: Диаграмма $I_{\text{раб}}-I_{\text{торм}}$

критерия срабатывания. Короткое замыкание на контрольных проводах приводит к чрезмерному торможению и блокировке срабатывания защиты.

3.2.4 Рабочие характеристики

Возможны различные представления рабочих характеристик:

Диаграмма $I_{\text{раб}}-I_{\text{торм}}$ (скалярная диаграмма)

Работа дифференциальной защиты может быть представлена при помощи диаграммы токов, на которой рабочий ток (дифференциальный ток⁴) $I_{\text{раб}}=|I_{\Sigma}|$ соответствует оси ординат, а тормозной ток $I_{\text{торм}}= \Sigma I_{\text{II}}$ оси абсцисс (Рисунок 3-13).

Различимы два состояния:

А. Нормальный режим работы

В идеале, дифференциальный ток отсутствует; таким образом, в нагрузочном режиме и при протекании сквозных токов повреждения присутствуют только суммирующиеся токи. Неповрежденное состояние таким образом отображается только осью абсцисс. Погрешности трансформаторов тока, а также изменение положения отпаяк РПН вызывают появление дифференциальных токов, которые пропорциональны сквозному току.

При насыщении трансформаторов тока, дифференциальный ток будет увеличиваться. Таким образом, область А соответствует нормальному режиму работы (внутренних повреждений нет).

В. Короткое замыкание в защищаемой зоне:

Рассматривается металлическое короткое замыкание.

Оно может быть представлено линией, под углом в 45° . В результате того, что токи подпитки места повреждения могут отличаться по фазе, а также того, что возможно протекание токов нагрузки через защищаемый объект в случае возникновения коротких замыканий через переходное сопротивление, отношение $I_{\text{раб}} / I_{\text{торм}}$ может быть меньше 1. На практике, таким образом, повреждения появляются в области, лежащей ниже линии, проходящей под углом в 45° .

Характеристика реле

Области характеристики, соответствующие нормальному режиму работы и режиму короткого замыкания были определены выше.

Между данными областями может возникнуть граничная зона между срабатыванием и торможением.

Традиционные устройства имеют фиксированную характеристику, которая начинается горизонтальной линией, а далее с какой-то определенной величины имеется наклон. Характеристики цифровых устройств защиты могут состоять из

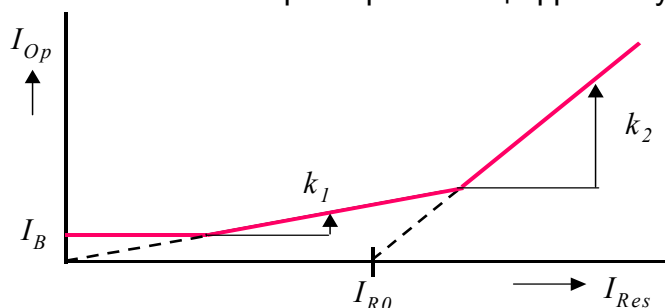


Рисунок 3-14: Хар-ка цифровой защиты

нескольких частей с разной степенью наклона. К примеру, характеристика может состоять из нескольких областей, как это представлено на рисунке 3-14:

Область а: $I_{Op} > I_B$

Область б: $I_{Op} > k_1 \cdot I_{Res}$

Область с: $I_{Op} > k_2 \cdot (I_{Res} - I_{R0})$

Уставки: I_B, k_1, k_2, I_{R0}

Диаграмма может быть первоначально задана и проверена действующими значениями в нормальном режиме работы.

Динамическая реакция должна проверяться мгновенными значениями (каждая выборка в цифровых устройствах защиты) или соответствующими значениями,

⁴ Название дифференциальный ток используется из-за того, что векторная сумма токов не равна нулю при повреждениях.

полученными на выходе фильтра (согласно соответствующему окну данных). В принципе, должен быть полностью воспроизведен алгоритм измерения. Для этих целей существует специальное программное обеспечение.

В любом случае, точки, определяемые $I_{\text{торм}}$ и $I_{\text{раб}}$ должны лежать выше характеристики при внутренних коротких замыканиях и ниже ее при внешних коротких замыканиях. Изменение ее положения во времени (траектория передвижения данной точки), например, может сигнализировать о насыщении измерительного трансформатора тока (см. Раздел 4.2.4).

Диаграмма I_1/I_2

В данном случае порог срабатывания показан относительно токов, протекающих по концам защищаемого объекта. Указанное представление подходит только для двухконцевых объектов и обычно используется только для дифференциальной защиты линии.

На Рисунке 3-15 представлен пример характеристики в виде диаграммы $I_{\text{раб}}/I_{\text{торм}}$, а также ее соответствующее представление в виде диаграммы I_1/I_2 .

Нормальный режим, когда ток протекает через защищаемый объект, т.е. когда $\underline{I}_1 = -\underline{I}_2$, отображается осью симметрии между вторым и четвертым квадрантом. В данном случае, необходимо соблюдать принятое правило знака, которое гласит о том, что токи, втекающие в защищаемую зону считаются положительными. Отклонение от оси симметрии допустимо в пределах обозначенной зоны, например в случае насыщения измерительного трансформатора тока при внешних коротких замыканиях.

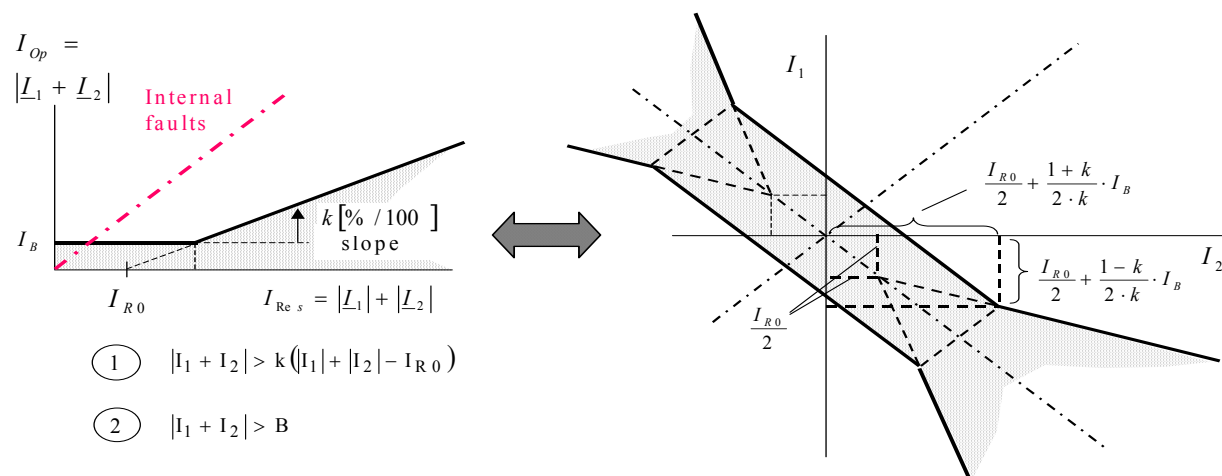


Рис. 3-15: Диаграмма $I_{\text{раб}}/I_{\text{торм}}$ и диаграмма I_1/I_2

Внутренние короткие замыкания отображаются в первом и третьем квадрантах. В таком случае, $\underline{I}_1$ и $\underline{I}_2$ имеют один и тот же знак, т.е. оба тока втекают в защищаемый объект. Короткое замыкание, которое подпитывается только с одной стороны, будет отображаться либо на оси абсцисс, либо на оси ординат, в зависимости от того, откуда течет ток повреждения.

Данная диаграмма обычно применяется для действующих значений токов. Динамическое поведение может быть, однако, проверено мгновенными величинами, как и в случае использования диаграммы $I_{\text{раб}}/I_{\text{торм}}$.

Полярная характеристика (векторная диаграмма)

Данный тип диаграммы с векторными величинами используется для учета влияния фазовых сдвигов токов. [3-3, 3-4] Применение данной характеристики возможно только для двухконцевых объектов. Однако, комбинацией концов также можно проанализировать работу защиты многоконцевого объекта. Полярная диаграмма в основном используется для дифференциальной защиты линии.

Отношения токов, протекающих по концам защищаемого объекта, $\underline{\alpha} = \underline{I}_1 / \underline{I}_2$ и $\underline{\beta} = \underline{I}_2 / \underline{I}_1$ представляются на комплексной плоскости (в соответствии [А-20] обозначенной, как α - и β -плоскость). $\underline{I}_1$ - ток, протекающий на местном конце линии, а ток $\underline{I}_2$ - ток, протекающий через противоположный конец линии. Представление характеристики в β -плоскости показано на Рисунке 3-16.

Исходя из критерия срабатывания традиционных устройств защиты (3-4)

$I_{Op} > k \cdot I_{Res}$, таким образом, $I_{Op} = |\underline{I}_1 + \underline{I}_2|$ и $I_{Res} = |\underline{I}_1 - \underline{I}_2|$. Пренебрегая минимальным порогом срабатывания, можно записать следующее:

$$\left| \frac{1 + \frac{\underline{I}_2}{\underline{I}_1}}{1 - \frac{\underline{I}_2}{\underline{I}_1}} \right| > k \quad \text{or} \quad \left| \frac{1 + \underline{\beta}}{1 - \underline{\beta}} \right| > k \quad \text{with} \quad \underline{\beta} = \frac{\underline{I}_2}{\underline{I}_1} \quad (3-5)$$

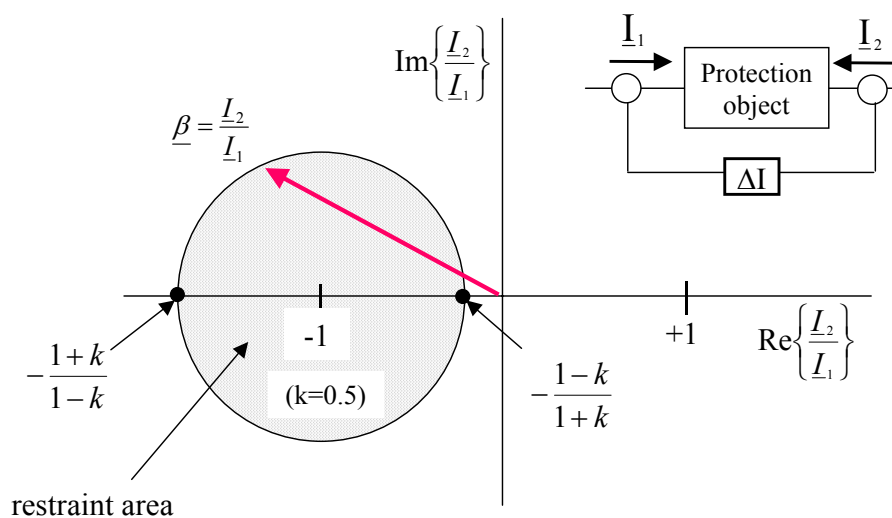


Рисунок 3-16: Полярная характеристика защиты

Указанное неравенство дает возможность изобразить круговую характеристику, как это показано на рисунке 3-16. Область внутри окружности соответствует нормальному режиму работы, когда ток протекает через защищаемый объект. В идеале, $\underline{I}_2 = -\underline{I}_1$, так что $\underline{\beta} = -1$. Область срабатывания соответствует области вне окружности. Уровень допустимой токовой погрешности, возникающей в связи с погрешностями измерительных трансформаторов, может быть виден.

Работа при насыщении трансформатора тока может быть также оценена, когда мы полагаем, что фундаментальная составляющая вторичного тока насыщенного трансформатора имеет меньшую амплитуду и сдвинута по фазе относительно первичного тока - опережает первичный ток.

Если насыщается трансформатор тока местного конца, точка передвигается выше, т.е. значение $\underline{\beta}$, таким образом, увеличивается. С другой стороны, при насыщении трансформатора тока противоположного конца линии, точка перемещается с -1 ниже т.е. значение $\underline{\beta}$, таким образом, уменьшается.

Влияние емкости контрольного провода также может быть четко отражено. Это показано в разделе 9.2.

Внутренние повреждения отображаются с правой стороны диаграммы в первом и в четвертом квадрантах. При металлических коротких замыканиях $\underline{\beta} = +1$. Когда токи подпитки отличаются по фазе, вектор $\underline{\beta}$ поворачивается от действительной оси.

В цифровых устройствах защиты фирмы Siemens ток торможения (для случая защиты двухконцевого объекта) вычисляется по сумме токов ($I_{Res} = |\underline{I}_1| + |\underline{I}_2|$, вместо $I_{Res} = |\underline{I}_1 - \underline{I}_2|$). На практике, начальный порог срабатывания (I_B) также должен быть учтен. Таким образом соотношение (3-5) принимает следующий вид:

$$\left| 1 + \frac{\underline{I}_2}{\underline{I}_1} \right| > k \cdot \left(1 + \left| \frac{\underline{I}_2}{\underline{I}_1} \right| \right) + \frac{I_B}{|\underline{I}_1|} \quad (3-6)$$

В этом случае, характеристика представляет собой конхоиду, которая принимает вид кардиоиды (форму сердца) при больших значениях k . При значениях k меньше 0.5, вид характеристики приближается к окружности.

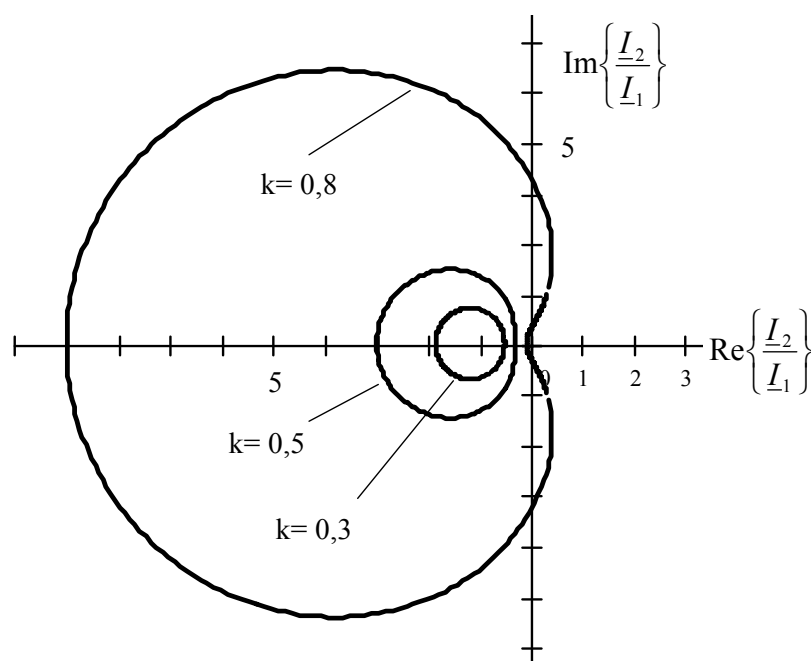


Рисунок 3-17: Полярная диаграмма дифференциальной защиты при различных k

$I_B/I_I = 0.3$ во всех случаях, т.е. порог срабатывания реле соответствует приблизительно 30% тока повреждения

3.3 Измерительная цепь для трехфазных систем

В трехфазных системах, в общем случае, цифровые устройства защиты выполняют пофазное измерение, поэтому имеются три независимых друг от друга системы сравнения. Указанное обеспечивает следующие преимущества:

- четкое срабатывание защиты,
- один и тот же порог срабатывания для всех видов повреждений (особый случай для трансформаторов Y-Δ рассмотрен в разделе 5.8)
- одинаковая нагрузка на все трансформаторы тока
- резервирование при сложных повреждениях.

При использовании традиционных технологий сложность и стоимость реализации системы пофазного измерения оказывается значительной (включает в себя исполнение самих устройств защиты и стоимость вторичных цепей). Для упрощения, в таких случаях, было введено использование суммирующих трансформаторов тока. Типичной областью применения явились защита линий и сборных шин. В двух случаях имеет место такая реализация и при использовании цифровых устройств защиты: для дифференциальной защиты с использованием контрольных проводов (7SD502 и 503) и для простой системы защиты сборных шин 7SS600.

Дифференциальная защита линии

В этом случае, для организации трех независимых систем измерения при реализации защиты двухконцевого объекта требуется иметь три соединения, строящихся по контрольным проводам (для каждого соединения может использоваться отдельный контрольный провод или же возможно использование витой тройки). Из-за стоимостных соображений или ограниченного наличия контрольных проводов, указанное реализовать в большинстве случаев не представляется возможным. Таким образом, дифференциальная защита линии, использующая контрольные провода, реализуется с использованием суммирующего трансформатора тока. Только в случае реализации защиты дорогостоящих объектов (например, кабелей 400 кВ) применяются пофазное измерение.

Ситуация значительным образом изменилась с началом применения цифрового обмена данными по волоконно-оптическим линиям связи, радиорелейным линиям связи или даже по коротким контрольным проводам. Стало возможным передавать информацию о трех фазных токах, используя один канал связи. Таким образом, все современные цифровые устройства защиты реализуют систему пофазного измерения. Обработка данных по каждой фазе производится идентичным образом. Отсутствие резервирования аппаратного обеспечения компенсируется системой непрерывной самодиагностики в цифровых устройствах защиты, поэтому коэффициент готовности не снижается.

Защита сборных шин

Только высокоомная дифференциальная защита по своему принципу может быть реализована с системой пофазного измерения. Она проста в своем выполнении, однако, может применяться только для защиты одиночных сборных шин (например, при полуторной схеме включения). На подстанциях с несколькими сборными шинами и многочисленными присоединениями, применяется “нормальная” (низкоомная) токовая дифференциальная защита. При аналоговом исполнении, реализовать систему пофазного измерения представляется довольно сложным и экономически нецелесообразным в связи с применением большого числа устройств и при большой общей протяженности вторичных цепей. Таким образом, применение системы пофазного измерения оправдано только на подстанциях сверхвысокого напряжения. На подстанциях высокого и среднего напряжения, предпочтительно использование суммирующего трансформатора тока.

Целый ряд новых обстоятельств возникает при реализации цифровой защиты сборных шин. Циклическая выборка значений и независимая обработка при помощи программного обеспечения позволяет реализовать экономически целесообразную систему пофазного измерения. В частности, предпочтительно пофазное измерение (см. Раздел 10.1.2). Только базовая версия 7SS600 предназначена для работы с суммирующими трансформаторами тока.

Необходимо отметить две особенности, которые требуется учесть при использовании суммирующего трансформатора тока:

- В системах с изолированной или резонансно-заземленной нейтралью, суммирование фазных токов с разными весовыми коэффициентами позволяет, при возникновении двойных замыканий на землю в сети, выполнять отключение только при замыкании на землю определенной фазы. Это схоже с действием дистанционной защиты, которая применяется в таких сетях и должна производить отключение только одного замыкания на землю. [9-13] Таким образом, обеспечивается единообразие действия защиты при возникновении двойных замыканий на землю (допускается работа в течение некоторого времени при наличии одного замыкания на землю).
- В связи с тем, что для случаев возникновения замыканий на землю, весовые коэффициенты токов оказываются больше, то для таких повреждений обеспечивается повышенная чувствительность. Указанное может являться преимуществом в сетях где осуществляется компенсация токов замыкания на землю.

3.3.1 Пофазные измерения

В таком случае, выполняется независимое сравнение измеренных сигналов по фазам.

Однако, в этом случае рекомендуется выполнить соединение нейтральной точки устройства защиты с нейтралью трансформаторов тока для того, чтобы обеспечить общий обратный провод (нулевой провод). В таком случае, появляется возможность сэкономить две жилы контрольного кабеля, а нагрузка на трансформаторы тока оказывается в два раза меньшей при возникновении трехфазных коротких замыканий.

Тоже самое относится к цепям измерения.

В случае дифференциальной защиты аналогового исполнения, во вторичных цепях используются промежуточные трансформаторы тока соединением обмоток $Y-\Delta$. Однако при использовании цифровых устройств защиты, применение согласующих трансформаторов не требуется, поскольку учет группы соединения обмоток силового трансформатора выполняется на программном уровне.

При реализации дифференциальной защиты линии с использованием контрольных проводов, отдельная обратная цепь на фазу уже имеется, за счет того, что используются витые пары.

3.3.2 Использование суммирующего ТТ

Фазные токи образуют эквивалентный переменный ток (суммарный ток).

Фазные токи должны быть просуммированы таким образом, чтобы обеспечить достаточный суммарный ток при каждом виде повреждения (одно-, двух- и

трехфазном). При этом суммарные токи соответствующие различным видам повреждения не должны значительно отличаться друг от друга.

Несколько теоретических анализов было выполнено для выявления влияния режима питания, режима заземления и распределения нагрузки на величину суммарного тока [3-2].

На практике, успешным явилось применение следующего суммарного (смешанного) тока:

$$\underline{I}_M = 5 \cdot \underline{I}_{L1} + 3 \cdot \underline{I}_{L2} + 4 \cdot \underline{I}_{L3} \quad (3-7)$$

При учете, что $\underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3} = \underline{I}_E$, тогда (3-7) имеет вид

$$\underline{I}_M = 2 \cdot \underline{I}_{L1} + 1 \cdot \underline{I}_{L3} + 3 \cdot \underline{I}_E \quad (3-8)$$

Суммирование токов согласно приведенному выражению выполняется суммирующим трансформатором тока, обладающим тремя первичными обмотками. Весовые коэффициенты токов, таким образом, соответствуют отношению числу витков обмоток: (Рисунок 3-18)

$$w_1 \cdot \underline{I}_{L1} + w_2 \cdot \underline{I}_{L3} + w_3 \cdot \underline{I}_E = w_4 \cdot \underline{I}_{M - sec}, \quad (3-9)$$

$$\text{или: } \underline{I}_{M - sec} = \frac{w_1}{w_4} \cdot \underline{I}_{L1} + \frac{w_2}{w_4} \cdot \underline{I}_{L3} + \frac{w_3}{w_4} \cdot \underline{I}_E \quad (3-10)$$

где $w_1 = 2 \cdot w$, $w_2 = 1 \cdot w$ и $w_3 = 3 \cdot w$. Таким образом:

$$\underline{I}_{M - sec} = \frac{w}{w_4} (2 \cdot \underline{I}_{L1} + 1 \cdot \underline{I}_{L3} + 3 \cdot \underline{I}_E) \quad (3-11)$$

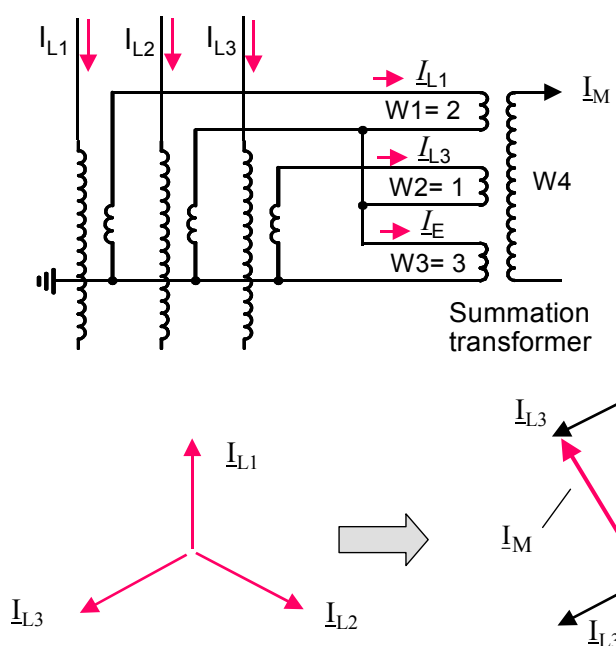


Рисунок 3-18: Суммирующий ТТ для дифференциальной защиты линии

При возникновении симметричного трехфазного повреждения, суммарный ток, согласно выражению (3-8), относительно первичной стороны суммирующего трансформатора тока:

$$I_M = |2 \cdot \underline{I}_{L1} + 1 \cdot \underline{I}_{L3}| = \sqrt{3} \cdot I$$

Соответствующий вторичный суммарный ток может быть вычислен согласно выражению (3-11):

$$I_{M - sec} = \frac{w}{w_4} \cdot \sqrt{3} \cdot I \quad (3-12)$$

Коэффициент трансформации суммирующего трансформатора тока может быть получен исходя из известного вторичного номинального тока трансформатора и номинального тока устройства защиты:

$$\frac{w}{w_4} = \frac{I_{M - sec} - N}{\sqrt{3} \cdot I_N} \quad (3-13)$$

Для дифференциальной защиты, использующей двухжильный контрольный провод, 7SD600 номинальный (суммарный) ток, к примеру, составляет 20 мА, в то время как номинальный ток измерительных трансформаторов тока равен либо 1 А, либо 5 А.

Соответствующий номинальный (суммарный ток) устройства защиты сборных шин равен 100 мА.

После подстановки (3-13) в (3-11) получаем значение суммарного тока в относительных единицах (относительно номинального тока трансформатора тока):

$$\underline{I}_{M-p.u.} = \frac{\underline{I}_{M-sec.}}{I_{M-sec.-N}} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot I_N} \cdot (2 \cdot \underline{I}_{L1} + 1 \cdot \underline{I}_{L3} + 3 \cdot \underline{I}_E) \quad (3-14)$$

Различным видам повреждения соответствуют следующие суммарные токи:

Вид КЗ	$\underline{I}_{L1}$	$\underline{I}_{L3}$	$\underline{I}_E$	$ \underline{I}_M $	Относит. порог сраб.
L1-L2-L3	1	$1 \cdot e^{-j240^\circ}$	--	1	1.00
L1-L2	1	--	--	$2/\sqrt{3} = 1.15$	0.87
L2-L3	--	-1	--	$1/\sqrt{3} = 0.58$	1.73
L3-L1	-1	1	--	$1/\sqrt{3} = 0.58$	1.73
L1-E	1	--	1	$5/\sqrt{3} = 2.89$	0.35
L2-E	--	--	1	$3/\sqrt{3} = 1.73$	0.58
L3-E	--	1	1	$4/\sqrt{3} = 2.31$	0.43

Таблица 3-1: Суммарные токи и относительные пороги срабатывания для различных видов повреждения при стандартном подключении суммирующего ТТ L1-L3-E

Из таблицы 3-1 видно, что значительный суммарный ток имеет место быть при коротких замыканиях на землю. Соответственно, порог срабатывания для данного вида повреждения имеет небольшое значение. С другой стороны, защита оказывается относительно нечувствительной к междуфазным коротким замыканиям L2-L3 и L3-L1.

Ток короткого замыкания на землю в сетях глухозаземленной нейтралью того же порядка, что и ток междуфазного короткого замыкания. Таким образом, при коротких замыканиях на землю возникают большие токи во вторичной цепи суммирующего трансформатора тока. Кроме того, увеличивается нагрузка на основные измерительные трансформаторы тока, поскольку полное сопротивление вторичной цепи суммирующего трансформатора тока приводится к первичной стороне с квадратом отношения витков обмоток. В случаях, когда ток короткого замыкания на землю превышает ток трехфазного короткого замыкания, необходимо рассмотреть такое соединение суммирующего трансформатора, чтобы суммарный ток при коротких замыканиях на землю был меньше. Для этой цели, суммирующий трансформатор может быть подключен только к трем фазам. Тогда выражение (3-14) будет иметь следующий вид:

$$\underline{I}_{M-p.u.} = \frac{\underline{I}_{M-sec.}}{I_{M-sec.-N}} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot I_N} \cdot (2 \cdot \underline{I}_{L1} + 1 \cdot \underline{I}_{L2} + 3 \cdot \underline{I}_{L3}) \quad (3-15)$$

Для такого соединения, получаемые суммарные токи и пороги срабатывания соответствующие различным видам коротких замыканий приведены в таблице 3-2:

Вид КЗ	$\underline{I}_{L1}$	$\underline{I}_{L2}$	$\underline{I}_{L3}$	$ \underline{I}_M $	Относит. порог сраб.
L1-L2-L3	1	$1 \cdot e^{-j120^\circ}$	$1 \cdot e^{-j240^\circ}$	1	1.00
L1-L2	1	-1	--	$1/\sqrt{3} = 0.58$	1.73
L2-L3	1	-1	-1	$2/\sqrt{3} = 1.15$	0.87
L3-L1	-1	--	1	$1/\sqrt{3} = 0.58$	1.73
L1-E	1	--	1	$2/\sqrt{3} = 1.15$	0.87
L2-E	--	--	1	$1/\sqrt{3} = 0.58$	1.73
L3-E	--	1	1	$3/\sqrt{3} = 1.732$	0.58

Таблица 3-2: Суммарные токи и относительные пороги срабатывания для различных видов повреждения при соединении суммирующего ТТ L1-L2-L3

Токи замыкания на землю могут быть очень маленькими в сетях, где используются различные устройства для их ограничения (заземление нейтрали через сопротивление). Тогда, чувствительности может не хватать (даже согласно данным таблицы 3-1). Ток замыкания на землю в таком случае может быть увеличен при использовании промежуточного трансформатора тока.

Работа защиты при возникновении двойных замыканий на землю в сетях с резонансно-заземленной нейтралью

В сетях с резонансно-заземленной нейтралью только одно из двух замыканий на землю должно отключаться для разрыва контура протекания тока. Оставшееся замыкание, сопровождающееся протеканием только компенсированного тока замыкания на землю, может оставаться в сети в течение нескольких часов без необходимости перерыва электроснабжения потребителей. Лишь потом данное замыкание локализуется направленными защитами от замыканий на землю и отключается соответствующими переключениями. Дистанционные защиты, используемые в таких сетях, сконфигурированы для такой работы и содержат специальную цепь (или логику), которая обеспечивает переключение контура измерения для фазы, при замыкании которой на землю должно производиться отключение.

В результате того, что суммарный ток вычисляется как сумма фазных токов с различными весовыми коэффициентами, дифференциальная защита, при возникновении двойных замыканий на землю в сети, обладает свойством формировать команду отключения только при замыкании определенной фазы на землю, т.е. при замыкании на землю той фазы, чей ток умножается на больший весовой коэффициент.

В связи с тем, что весовые коэффициенты фазных токов при замыкании на землю значительны, то обычно отключаются оба замыкания на землю.

Пример 3-2: Срабатывание при двойном замыкании на землю (нейтраль заземлена через высокоомное сопротивление)

Исходные данные: Радиальная линия с односторонним питанием защищается дифференциальной защитой, использующей суммирующий трансформатор тока (Рисунок 3-19). Возникает двойное замыкание на землю. Первое – в фазе L1 в пределах защищаемой зоны. Второе – в фазе L3, за пределами защищаемой данной дифференциальной защитой зоны (внешнее замыкание). Ток повреждения в 5 раз превышает номинальный ток.

Уставки защиты: порог срабатывания $I_B = 1.5 \cdot I_N$ и коэффициент торможения $k=0.5$.

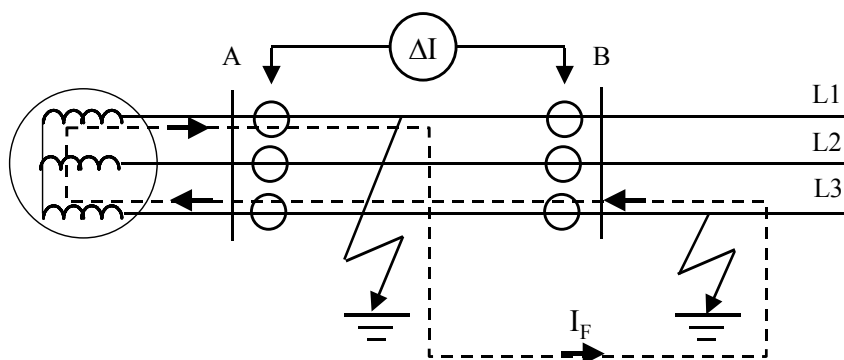


Рисунок 3-19: Распределение токов для примера 3-1

Задача: Подействует ли защита на отключение в таком случае? Подействует ли защита на отключение, если внутреннее замыкание на землю произойдет в фазе L2 вместо L1 (при этом внешнее замыкание на землю остается в фазе L3)?

Решение: Согласно выражению (3-7): $\underline{I}_M = 5 \cdot \underline{I}_{L1} + 3 \cdot \underline{I}_{L2} + 4 \cdot \underline{I}_{L3}$ суммарный ток может быть вычислен для каждого из концов линии:

$$I_{M-A} = 5 \cdot I_F - 4 \cdot I_F = +1 \cdot I_F \text{ и } I_{M-B} = +4 \cdot I_F$$

соответственно:

$$I_{\text{раб}} = |I_{M-A} + I_{M-B}| = 5I_F \text{ и } I_{\text{торм}} = |I_{M-A}| + |I_{M-B}| = 5I_F.$$

$I_{\text{раб}} / I_{\text{торм}} = 5/5 = 1.0$, т.е. больше, чем установленный коэффициент торможения ($k=0.5$).

Защита действует на отключение.

Если возникает внутреннее замыкание на землю фазы L2, то справедливо следующее:

$$I_{M-A} = -1 \cdot I_F \text{ и } I_{M-B} = +4 \cdot I_F$$

Таким образом:

$$I_A = |I_{M-A} + I_{M-B}| = 3 \cdot I_F \text{ и } I_S = |I_{M-A}| + |I_{M-B}| = 5 \cdot I_F.$$

В данном случае $I_{\text{раб}} / I_{\text{торм}} = 3/5 = 0.6$, т.е. меньше, чем ранее.

Дифференциальная защита, для которой установлено, $k=0.5$ также подействуют на отключение при замыкании данной фазы на землю.

Защита сборных шин с уставкой $k=0.65$, однако, в данном случае не подействует на отключение.

Таким образом, на данном примере наглядно видно, как при использовании суммирующего трансформатора можно реализовать отключение только при замыкании на землю определенной фазы. Также видно, что указанное возможно при значительном значении k .

Дифференциальная защита смежной линии также подействует на отключение.

Внутреннее короткое замыкание, сопровождающееся протеканием тока нагрузки

Часть тока нагрузки может продолжать протекать даже в случае возникновения внутреннего повреждения:

- Через неповрежденные фазы в случае несимметричного повреждения
- Через само место повреждения, если оно не металлическое
- При однофазных замыканиях на землю в сетях с нейтралью, заземленной через высокоомное сопротивление.

При использовании суммирующего трансформатора тока данное обстоятельство приводит к загроблению дифференциальной защиты из-за дополнительного торможения, обусловленного протеканием тока нагрузки через защищаемый объект.

Указанное иллюстрируется на следующем примере:

Пример 3-3: Срабатывание в случае возникновения двойного замыкания на землю (нейтраль заземлена через низкоомное сопротивление)

Исходные данные: Питание нагрузки осуществляется, так как это представлено на рисунке 3-20. Основная защита кабеля – дифференциальная защита, реализованная при использовании суммирующего трансформатора тока. Ток замыкания на землю ограничивается до 1000 А реактором. Ток нагрузки (симметричный) равен 500 А.

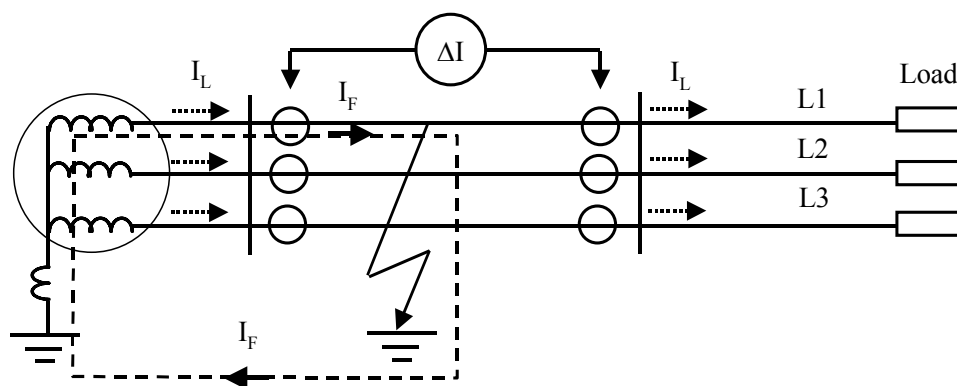


Рисунок 3-20: Для примера 3-2

Задача: Подействует ли защита на отключение в случае возникновения однофазного замыкания на землю, если коэффициент торможения установлен равным $k=0.5$?

Решение: Так как токи нагрузки и повреждения не равны по фазе, суммарные токи должны определяться в векторной форме.

Токи нагрузки в трех фазах:

$$\underline{I}_{L-L1} = |I_L| \cdot e^{j \cdot 0^\circ} = +500$$

$$\underline{I}_{L-L2} = |I_L| \cdot e^{-j \cdot 120^\circ} = (-1/2 - j \cdot \sqrt{3}/2) \cdot 500$$

$$\underline{I}_{L-L3} = |I_L| \cdot e^{-j \cdot 240^\circ} = (-1/2 + j \cdot \sqrt{3}/2) \cdot 500$$

Реактивный ток замыкания на землю отстает от тока фазы L3 на 90° :

$$\underline{I}_{F-L3} = \underline{I}_E = |\underline{I}_E| \cdot e^{-j \cdot 330^\circ} = (\sqrt{3}/2 + j1/2) \cdot 1000 = 866 + j500 \text{ A}$$

Нагрузочная составляющая суммарного тока может быть получена следующим образом:

$$\underline{I}_{M-L-3ph} = \frac{3}{2} \cdot |\underline{I}_L| + j \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot |\underline{I}_L| = 750 + j433$$

Соответственно, суммарные токи:

$$\underline{I}_{M-A} = \underline{I}_{M-L-3ph} + 4 \cdot \underline{I}_{F-L3} = 4214 + j2433$$

$$\underline{I}_{M-B} = -\underline{I}_{M-L-3ph} = -750 - j433$$

$$I_{Op} = |\underline{I}_{M-A} + \underline{I}_{M-B}| = \sqrt{3464^2 + 2000^2} = 4000 \text{ A}$$

$$I_{Res} = |\underline{I}_{M-A}| + |\underline{I}_{M-B}| = \sqrt{4214^2 + 2433^2} + \sqrt{750^2 + 433^2} = 5732 \text{ A}$$

$$I_{Op}/I_{Res} = 4000 \text{ A} / 5732 \text{ A} = 0.7$$

Защита сработает и подействуют на отключение, поскольку отношение I_{Op}/I_{Res} превышает $k=0.5$.

3.4 Высокоомная дифференциальная защита [3-5]

В качестве примера рассматривается реализация защиты двухконцевого объекта (Рисунок 3-21).

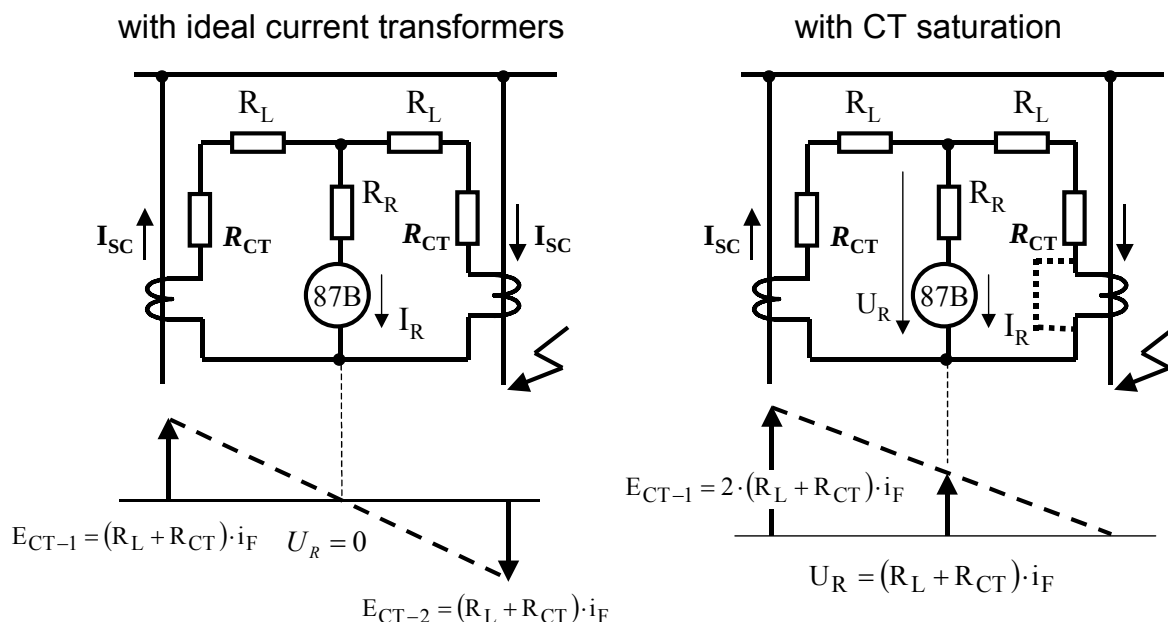


Рис. 3-21: Высокоомная дифференциальная защита
Работа при внешних КЗ с насыщением ТТ и без

Вторичные цепи трансформаторов тока соединены таким образом, что при протекании сквозных токов обеспечивается их циркуляция, также как и в случае реализации обычной (низкоомной) дифференциальной защиты. Устройство дифференциальной защиты подключено как шунт и представляет собой чувствительную токовую защиту со значительным внутренним сопротивлением. Реле тока и последовательно включенное с ним сопротивление соответствуют реле напряжения.

В цепи, где установлено дифференциальное реле, напряжение мало (теоретически равно нулю) в нагрузочном режиме и при внешних коротких замыканиях, если при этом внутренние сопротивления вторичных обмоток измерительных трансформаторов тока (R_{CT}) и сопротивления вторичных цепей (R_L) одинаковы. Измерительные трансформаторы тока обладают одним и тем же коэффициентом трансформации.

Устойчивость функционирования при внешних КЗ

В случае насыщения измерительного трансформатора тока, однако, происходит смещение точки равновесия. Наихудший случай - когда один измерительный трансформатор тока насыщен, а другой трансформирует ток без каких-либо искажений. Насыщенный трансформатор тока может быть представлен только лишь своим вторичным внутренним сопротивлением (R_{CT}) (Рисунок 3-21). Должны использоваться трансформаторы тока с малым значением вторичного реактивного сопротивления рассеяния, реактивное сопротивление намагничивания в режиме насыщения должно стать незначительным. Кроме того, если полагать, что последовательно включенное с устройством защиты активное сопротивление достаточно высоко по сравнению с сопротивлением вторичных цепей и внутренними сопротивлениями измерительных трансформаторов тока, тогда справедливо распределение напряжений, представленное с правой стороны на рисунке 3-21.

Напряжение на шунте тогда:

$$U_{\Delta-F-thr} = \frac{I_{F-thr}}{r_{CT}} \cdot (R_L + R_{CT}) \quad (3-16)$$

где: I_{F-thr} = первичный сквозной ток
 r_{CT} = коэффициент трансформации ТТ

Токовое реле с последовательным сопротивлением соответствует реле напряжения, как уже отмечалось выше. Установкой порога срабатывания $U_R = I_R \cdot R_R$ выше $U_{\Delta-F-thr}$ стабильность работа защиты обеспечивается при самых высоких степенях насыщения измерительных трансформаторов тока. За I_{F-thr} в данном расчете принимается максимально возможный сквозной ток повреждения.

Пример 3-4:

$$I_{F-thr} = 10 \text{ кА}$$

СТ: $r_{CT} = 400/1 \text{ А}; R_{CT} = 3 \text{ }\Omega$

Сопротивление вторичных цепей: $R_L = 2 \text{ }\Omega$

$$U_{\Delta-F-thr} = \frac{10000}{400} \cdot (2 + 3) = 125 \text{ В}$$

С 20% запасом имеем:

$$U_R = 1.2 \cdot U_{\Delta-F-thr} = 1.2 \cdot 125 = 150 \text{ В}$$

Чувствительность при внутренних повреждениях

Чувствительность защиты может быть проверена при помощи определенного порога срабатывания дифференциального реле.

Минимальный первичный ток повреждения, протекающий при внутреннем повреждении в случае одностороннего питания должен обеспечивать, по крайней мере, ток намагничивания для трансформаторов тока, соединенных в параллель, и ток срабатывания реле, включенного в цепь шунта. Ток утечки варистора также должен быть учтен:

$$I_{min.} = r_{CT} \cdot (n \cdot I_{mR} + I_R + I_V) \quad (3-17)$$

где: n = Число присоединений, соединенных в параллель (только 2 в приведенном выше примере, для защиты шин соответственно больше согласно числу присоединений)
 I_{mR} = вторичный ток намагничивания трансформатора тока при напряжении срабатывания
 I_R = порог срабатывания реле по току
 I_V = ток утечки варистора (при напряжении срабатывания реле), если варистор применяется (см. Рисунок 3-22)

Пример 3-5:

Исходные данные: ТТ и уставки, как обозначено выше

Ток намагничивания при напряжении 150 В: $I_{mR} = 30 \text{ mA}$

Ток срабатывания реле: $I_R = 20 \text{ mA}$

Варистор не применяется

Найти:

Минимальный ток срабатывания

Результат: $I_{\min.} = \frac{400}{1} \cdot (2 \cdot 0.030 + 0.020) = 32 \text{ A}$

Требуемое напряжение точки излома кривой намагничивания ТТ

При внутренних повреждениях происходит насыщение трансформаторов тока, поскольку они подключены к реле со значительным сопротивлением.

Согласно теоретическим соображениям [3-5] и практическим экспериментам для обеспечения устойчивой работы напряжение точки излома кривой намагничивания должно по крайней мере в два раза превышать порог срабатывания по напряжению (Рисунок 3-22):

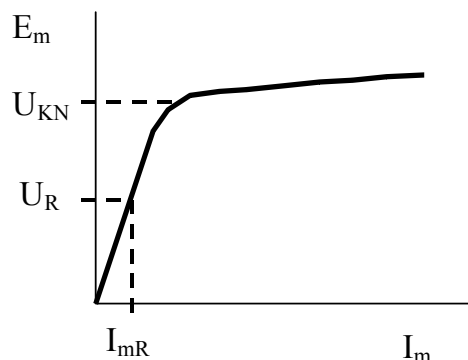


Figure 3-22: CT magnetising characteristic

$$U_{KN} \geq 2 \cdot U_R$$

Пример 3-6:

В соответствии с обозначенным выше напряжением срабатывания, имеем следующее:

$$U_{KN} \geq 2 \cdot 150 \text{ V} = 300 \text{ V}$$

Примечания

На практике, высокоомные реле используют токовое реле (например, с порогом срабатывания в 20 мА) с последовательно подключенным внешним сопротивлением или же состоит из реле напряжения (калиброванное в Вольтах) со встроенным последовательным сопротивлением. Фильтр основной гармоники (50 Гц или 60 Гц) применяется для подавления апериодических составляющих и других высших гармоник.

Измерительные трансформаторы тока должны обладать одинаковым коэффициентом трансформации. Если возможно, рекомендуется использование трансформаторов тока одинаковой конструкции.

Следующие характеристики трансформаторов тока имеют значение:

- Вторичное реактивное сопротивление рассеяния должно быть пренебрежительно малым.
- Вторичное внутреннее активное сопротивление должно быть как можно меньшим для того, чтобы иметь меньшее падение напряжения на нем при насыщении трансформатора тока. Увеличением диаметра проводника, используемого во вторичной обмотке, внутреннее сопротивление может быть уменьшено.

- Малые токи намагничивания дают возможность иметь малый порог срабатывания, в частности, если много трансформаторов тока соединено в параллель. Для достижения этого, большое сечение сердечника требуется, что с другой стороны увеличивает длину проводника используемого для вторичной обмотки, тем самым увеличивается активное сопротивление вторичной обмотки.
- Размеры трансформаторов тока ограничиваются объемом свободного пространства (в частности, при использовании комплектно распределительных устройств с элегазовой изоляцией), так же как и их стоимостные показатели. В англо-саксонских странах, где высокоомная дифференциальная защита часто применяется для реализации защиты двигателей, генераторов, реакторов, сборных шин и автотрансформаторов, измерительные трансформаторы тока класса X в соответствии с британским стандартом 3938: "Измерительные трансформаторы тока" определены для использования с высокоомной дифференциальной защитой. Класс характеризуется следующими параметрами:
 - напряжением точки излома U_{KN} характеристики намагничивания
 - характеристикой намагничивания (ток намагничивания при установленном пороге срабатывания по току)
 - сопротивлением вторичной обмотки R_{CT} .

В то же время, данный класс ТТ также определен стандартом МЭК 60044-6, как класс TPS, в добавок к классам TPX, Y и Z.

Пример 3-7:

Для примера, приведенного выше, трансформаторы тока должны обладать следующими характеристиками:

Класс TPS согласно стандарту МЭК IEC 60044-6;

$U_{KN} = 300 \text{ V}$; $I_m \leq 25 \text{ mA}$ при 150 V ; $R_{CT} \leq 3 \Omega$

Характеристики приблизительно соответствуют характеристикам трансформатора тока класса TPX 5P10, 30 VA.

Использование трансформаторов тока класса P с высокоомной дифференциальной защитой

Часто класс трансформаторов X (TPS согласно стандарту МЭК 60044-6) не доступен и вместо него используется класс 5P или 10P. Указанная ситуация может, в частности, возникнуть при ретрофите или расширении существующих подстанций.

Тогда, эквивалентное напряжение точки излома характеристики напряжения может быть вычислено согласно следующему выражению (см. Раздел 5.1):

$$U_{KN}^* = 0.8 \cdot E_{al} = ALF \cdot I_{2N} \cdot (R_{CT} + R_{BN}) \quad (3-18)$$

где:

U_{KN}^*	=	Напряжение точки излома характеристики
ALF	=	Номинальная предельная кратность ТТ
R_{CT}	=	Сопротивление вторичной обмотки ТТ
R_{BN}	=	Номинальное сопротивление нагрузки $R_{BN} = P_{BN} / I_{2N}^2$
P_{BN}	=	Номинальная нагрузка ТТ

$I_{2N} =$ Вторичный номинальный ток ТТ

Ток намагничивания при пороге срабатывания реле может быть оценен при помощи угловой погрешности δ_N , если характеристика намагничивания не доступна:

Ток намагничивания при номинальных условиях и номинальном токе и номинальной нагрузке можно рассчитать следующим образом: $I_{mN} = I_{2N} \cdot \operatorname{tg} \delta_N$. Соответствующее внутреннее “ЭДС” вычисляется согласно выражению: $E_{CT-N} = (R_{CT} + R_{BN}) \cdot I_{2N}$.

В предположении, что характеристика ТТ ниже точки излома линейна, тогда ток намагничивания при установленном пороге срабатывания по напряжению может быть вычислен по отношению порога срабатывания по напряжению к номинальной ЭДС:

$$I_{mR} = I_{mN} \cdot \frac{U_R}{E_{CT-N}} = I_{2N} \cdot \operatorname{tg} \delta_N \cdot \frac{U_R}{E_{CT-N}} \quad (3-19)$$

Пример 3-8

Исходные данные: СТ: 5Р20, 30ВА, $R_{CT}=6 \Omega$,
угловая погрешность в соответствии со стандартом
МЭК 60044-1: $\delta_N \leq 1^\circ$ эл.

Уставка реле: $U_R = 150V$

Найти: Эквивалентное напряжение точки излома и ток намагничивания при пороговом значении напряжения.

Решение: $U_{KN}^* \approx 0.8 \cdot 20 \cdot (30 + 6) \cdot 1 = 576V$

$$E_{CT-N} = (30 + 6) \cdot 1 = 36V$$

$$I_{mR} = 1 \cdot \operatorname{tg} \left(1.0^\circ \right) \cdot \frac{150}{36} = 0.087A$$

Работа при тяжелых внутренних повреждениях

При внутренних повреждениях все трансформаторы тока питают высокоомное устройство защиты. В результате этого, напряжение на всех трансформаторах тока значительно увеличивается до насыщения ТТ – возникают напряжения, представляющие опасность для изоляции вторичных цепей. Требуется ограничение возникающих напряжений варисторами. Размер этих варисторов может оказываться значительным при реализации высокоомной дифференциальной защиты сборных шин, поскольку много трансформаторов тока соединено в параллель и осуществляет питание реле, которое может иметь уставку более 100 В, что означает, что большое количество энергии должно быть рассеяно. Как правило, варистор состоит из одного или большего числа дисков диаметром 6 дюймов или более при весе в несколько килограмм.

Характеристика варистора определяется следующим выражением:

$$U_V = K \cdot I_V^B$$

К и В – константы, зависящие от типа варистора.

Варисторы, используемые с устройствами защиты Сименс 7VH60 имеют следующие параметры:

Тип варистора	K	B	Применим при уставке U_R
600A/S1/S256	450	0,25	до 125 В
600A/S1/S1/1088	900	0,25	125 – 240 В

Для вычисления максимального напряжения, возникающего при внутренних повреждениях, используется следующее выражение: [3-5]

$$U_{peak} = 2 \cdot \sqrt{2 \cdot U_{KN} \cdot (U_F - U_{KN})} \quad (3-20)$$

где: U_{KN} = Напряжение точки излома характеристики ТТ
 U_F = Максимальное напряжение на шунте, которое имеет место при отсутствии насыщения ТТ

Выражение, приведенное выше, применимо, если значение U_{KN} меньше, чем $U_F/2$.

Если напряжение U_{KN} много меньше напряжения U_F , что обычно и имеет место, тогда выражение может быть упрощенно следующим образом:

$$U_{peak} = 2 \cdot \sqrt{2 \cdot U_{KN} \cdot U_F} \quad (3-21)$$

Пример 3-9: Определить необходимость использования варистора

Исходные данные: Ток повреждения при внутреннем КЗ: 10 кА
ТТ: 1000/1, U_{KN} = 400 В
Уставка реле: U_R = 150В, ток через реле при уставке: 20 мА
Внутреннее сопротивление реле: R_R = 150В/20 мА = 7500 Ω.
Решение: Тогда, напряжение при внутреннем повреждении при отсутствии насыщения трансформатора тока:

$$U_F = 10,000 \cdot \frac{1}{1000} \cdot 7500 = 75,000V$$

Согласно выражению (3-21) имеем следующее:

$$U_{peak} = 2 \cdot \sqrt{2 \cdot 400 \cdot 75,000} = 15.5kV$$

Таким образом, при номинальном напряжении изоляции вторичных цепей в 2 кВ, требуется установка варистора.

Защита сборных шин [3-6]

Высокоомная дифференциальная защита также применяется для реализации защиты сборных шин. В этом случае, трансформаторы тока всех присоединений

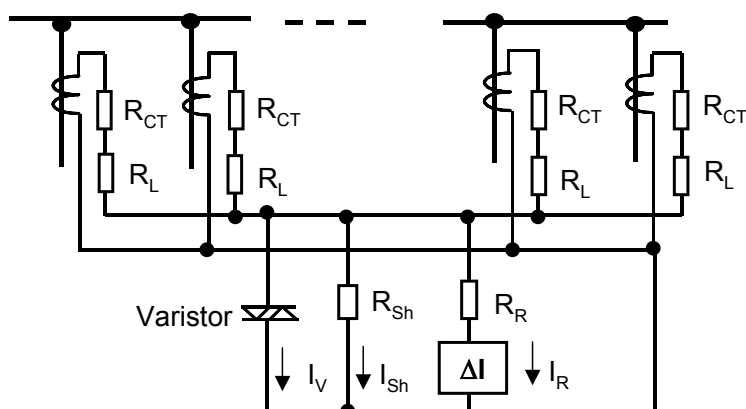


Рисунок 3-23: Высокоомная защита шин

(по каждой фазе) соединяются вместе (Рисунок 3-23).

На больших подстанциях реализуется радиальное их соединение таким образом, чтобы вторичные сопротивления были бы одинаковы относительно общей точки соединения. Возможна необходимость установки балансирующих резисторов.

Расчеты производятся таким же образом, как представле-

но ранее.

Для определения уставки срабатывания по напряжению, рассматривается наиболее тяжелое внешнее короткое замыкание, при котором происходит насыщение трансформатора тока, т.е. тот случай, когда на шунте возникает наибольшее напряжение.

Обычно, при срабатывании защита действует происходит срабатывание отключающего реле. Данное отключающее реле самоудерживается и шунтирует последовательно включенное с реле сопротивление и варистор для их защиты от термической перегрузки в случае отказа выключателя.

Пороговое значение срабатывания дифференциального реле тока может быть увеличено путем добавления резистора, включенного в параллель. Указанное применяется для снижения чувствительности защиты и для того, чтобы, например, порога срабатывания превышал максимальный ток нагрузки.

Для контроля вторичных токов, более чувствительное реле тока включается в параллель.

Высокоомная дифференциальная защита применяется для защиты одиночных шин (например, на подстанциях с полуторной схемой включения), где не требуется контроля положения разъединителей. Только в редких случаях, данная защита применяется для реализации защиты двойных систем шин с шиносоединительным выключателем: в таких случаях переключение вторичных токовых цепей осуществляется блок-контактами разъединителей. Также, в таком случае, необходимо использование второй системы в качестве пускового органа дифференциальной защиты.

Для более сложных конфигураций сборных шин применение высокоомной защиты невозможно по указанным ранее причинам.

Общая оценка высокоомной дифференциальной защиты

Высокоомная дифференциальная защита зачастую применяется в англосаксонских странах. Защита проста и устойчиво функционирует в условиях насыщения трансформаторов тока.

Недостатки защиты заключаются в следующем:

Все измерительные трансформаторы тока должны иметь одинаковый коэффициент трансформации и конструкцию (нормально класс TPS).

Никакие другие устройства защиты не могут быть подключены к тому сердечнику трансформатора тока, к которому подключена высокоомная дифференциальная защита, так как при внутренних коротких замыканиях трансформаторы токаныссыщаются.

Необходимо применение дополнительных устройств, ограничивающих величину напряжения (варисторов).

Контроль положения разъединителей при использовании промежуточных реле осуществлять нельзя, переключение вторичных цепей должно осуществляться при помощи блок-контактов разъединителей.

В Германии высокоомная дифференциальная защита практически не применяется.

Стабилизирующий эффект, который имеет место при последовательном включении сопротивления с дифференциальным реле в цепи шунта, хорошо известен и указанное часто применяется в критических ситуациях с электромеханической защитой. Примером высокоомной дифференциальной защиты является до недавнего времени применявшееся устройство дифференциальной защиты линии RN22 фирмы Siemens. [3-7]

3.5 Неполная дифференциальная защита

Данный тип защиты зачастую используют за пределами континентальной Европы на распределительных подстанциях с двумя секциями шин и параллельным питанием (Рисунок 3-24).

На каждом питающем присоединении установлена токовая защита, действующая с выдержкой времени, которая включена на дифференциальный ток (51Δ) трансформатора тока питающего присоединения и трансформатора тока, установленного в цепи секционного выключателя. Данная защита предназначена для защиты шин, а также для резервирования отключения коротких замыканий на отходящих присоединениях. Она формирует команды на отключение соответствующих выключателей питающих присоединений и секционного выключателя. К примеру, при коротком замыкании на отходящем присоединении F3 (Рисунок 3.24), произойдет срабатывание только защиты 51Δ цепи питающего присоединения трансформатора ТВ. Защита 51Δ питающего присоединения трансформатора ТА не сработает, поскольку ток этого присоединения компенсируется током протекающим через цепь секционного выключателя, поэтому через дифференциальную цепь ток протекать не будет. Таким образом, токовая защита, установленная в цепи секционного выключателя является излишней и, вследствие этого, можно не увеличивать выдержку времени на ступень селективности. Соответственно, повреждения на шинах отключаются быстрее.

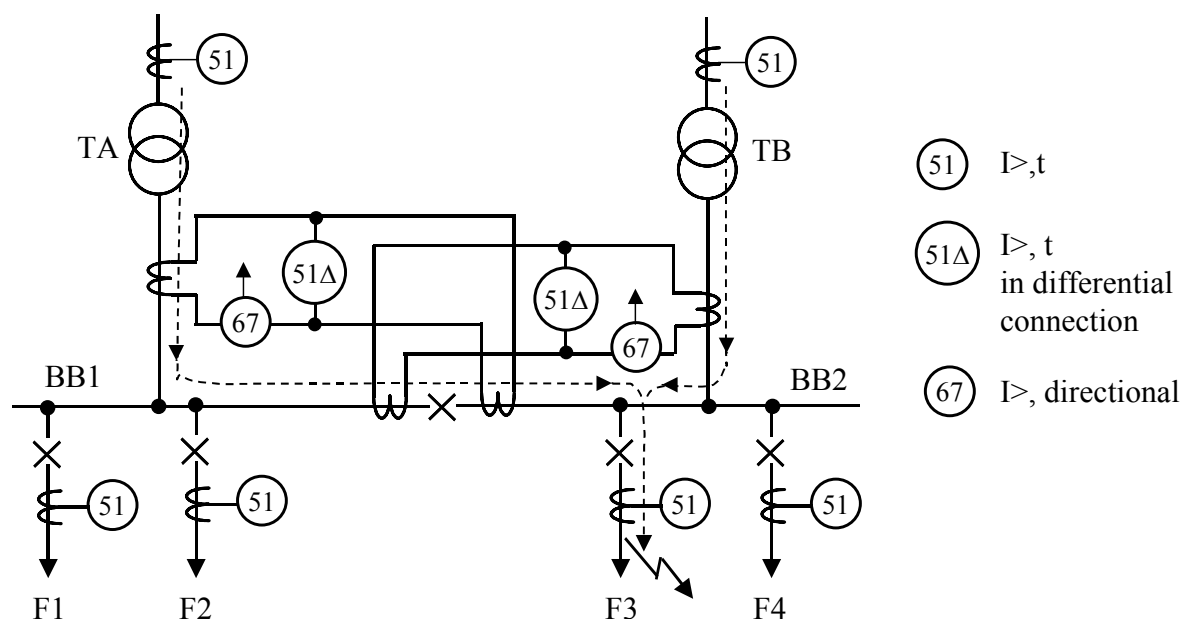


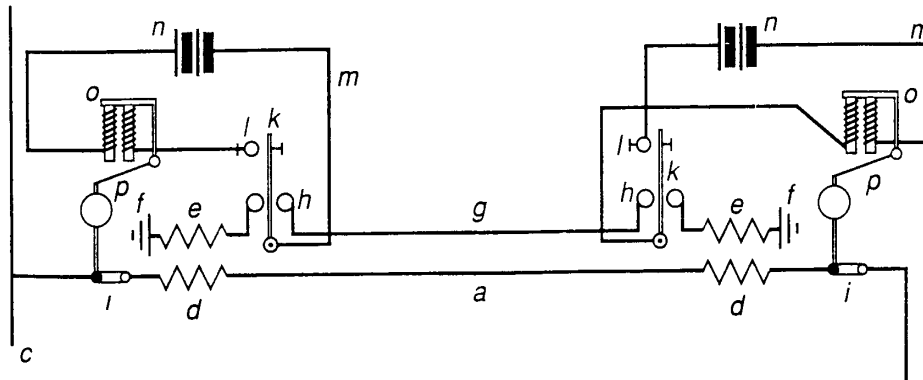
Рисунок 3-24: Неполная дифференциальная защита

Защиты 51Δ должны иметь выдержку времени, на одну ступень селективности большую выдержек времени защит 51 присоединений F1 - F4. Дополнительные направленные защиты 67 (подключение цепей напряжения не показано) должны действовать в направлении к трансформатору. Данные защиты предназначены для ликвидации коротких замыканий возникающих в трансформаторе, действуя на отключение соответствующего выключателя, присоединенного к шинам, без какой-либо выдержки времени. Таким образом, при этом исключается отключение другого трансформатора и обеспечивается непрерывное электроснабжение потребителей. Резервные защиты 51, установленные на стороне высшего напряжения трансформатора, должны иметь выдержку времени на ступень селективности большую выдержки времени защиты 51Δ.

На практике, в данном случае защиты имеют обратозависимые характеристики выдержки времени. Так как торможения в данном случае не производится, измерительные трансформаторы тока должны быть идентичными. Уставка срабатывания должна быть выбрана равной больше максимально возможного тока нагрузки.

4. Алгоритмы измерения

Защита, работа которой основана на сравнении величин, уже применялась в 19 веке. В 1904 году Мерц и Прайс получили Британский патент 3896 за разработку дифференциальной защиты линии [4-1]. Предложенная ими система защиты изображена на Рисунке 4-1.



a: feeder, b: generator, c: substation, d: primary winding of CT, e: secondary winding of CT, f: earth or return conductor, g: pilot wire, h: relay windings, i: circuit breakers, k, l: movable and fixed relay contacts, m: circuit, n: battery, o: electromagnetic device with armature p.

Рисунок 4-1: Дифференциальная защита согласно Мерцу и Прайсу

Далее измерительные системы были усовершенствованы с началом использования электромеханических индукционных реле и реле с подвижной катушкой, а позднее с использованием статических и цифровых технологий.

4.1 Классические аналоговые системы

В таких системах реализовано сравнение аналоговых сигналов тока. К этой категории относятся все электромеханические реле и статические аналоговые реле.

Электромеханическая система измерения

Сумма и разница токов формируется электромагнитными трансформаторами в устройстве.

Сравнение выполняется на основе индукционного принципа с использованием диска Феррариса или диодной схемы с реле с подвижной катушкой.

Работа индукционных реле основана на результирующей силе, возникающей между неподвижной катушкой, через которую протекает ток, и проводником, который может двигаться и в котором неподвижная катушка наводит ток. Подвижным проводником является либо диск, либо цилиндр. Дифференциальная защита формирует противодействующий магнитный поток, при этом тормозной и рабочий (дифференциальный) токи протекают через соответствующие катушки возбуждения. Рабочий ток создает ускоряющий вращающий момент на диск, которому противодействует момент, создаваемый тормозным током. Диск Феррариса тормозится тормозной пружиной. При срабатывании реле, контакт, ко-

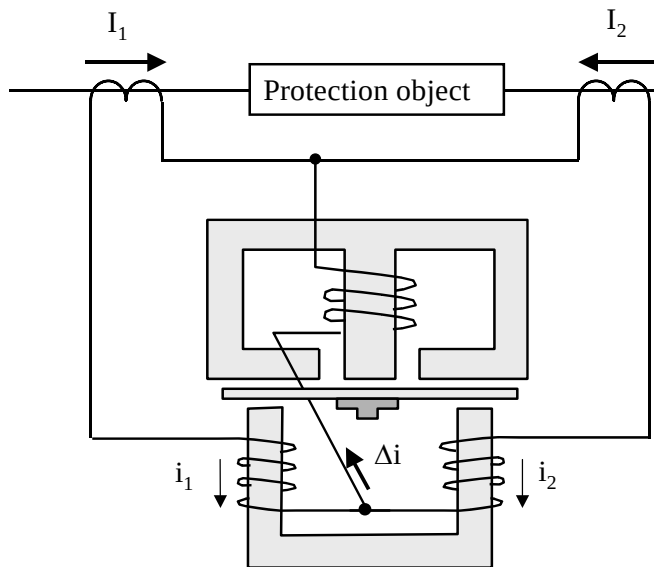


Рис. 4-2: Дифференциальная защита с использованием индукционного реле

тушкой возбуждения, находящейся в своем магнитном поле. Подвижная катушка удерживается в своем первоначальном положении тормозной пружиной. При превышении порога срабатывания, катушка вращается в рабочем направлении и активирует контакт. Реле с подвижной катушкой - поляризованное реле постоянного тока и срабатывает только тогда, когда ток протекает в направлении срабатывания через сердечник данного реле. Сравнение дифференциального и суммарного тока в данном случае производится диодной схемой (Рисунок 4-3).

Инерционность механических систем способствует сглаживанию и фильтрации тока, однако, что также, при малых токах, также увеличивает время срабатывания. Самые малые времена срабатывания в 30 – 40 мс были зафиксированы

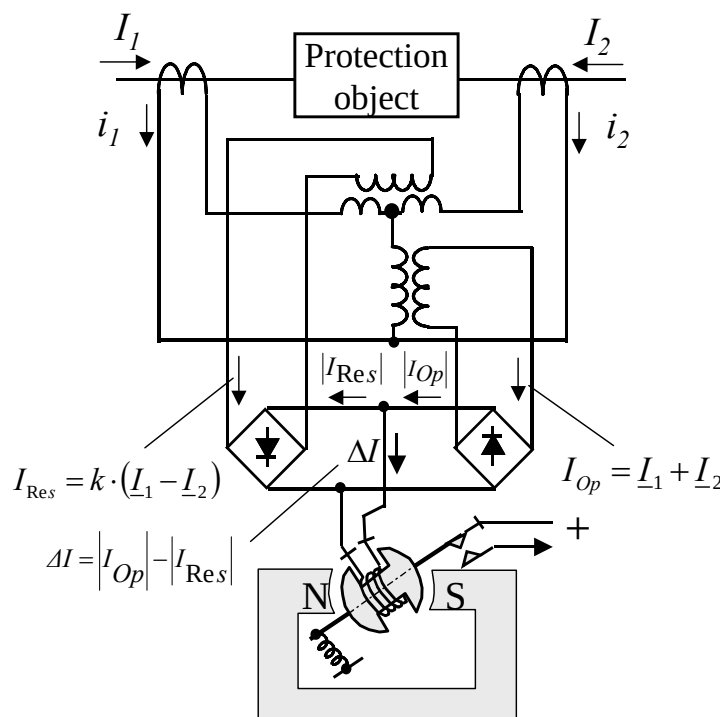


Рис. 4-3: Дифференциальная защита с диодной схемой и реле с подвижной катушкой

торый вращается с диском - подвижный контакт - контактирует с неподвижным контактом (Рисунок 4-2).

С началом использования реле с подвижной катушкой, которое имеет нагрузку срабатывания в диапазоне микроватт и которая, тем самым, позволяет устанавливать очень чувствительные пороги срабатывания, при малой нагрузке на измерительные трансформаторы тока, был сделан значительный шаг вперед. Такое реле состоит из постоянного магнита с подвижной катушкой

для токов повреждения в 5 раз превышающих номинальный ток.

Индукционный принцип в основном использовался за океаном (США). В Германии схема диодного моста с использованием реле с подвижной катушкой применялась после Второй Мировой Войны, начиная с 1950 года.

Аналоговая статическая система измерения

Данная технология заменила использовавшееся реле с подвижной катушкой статическим пороговым компаратором (триггером). Изначально использовались транзисторы, затем операционные усилители. В таком

случае представилось возможным выполнять более точные измерения [4-2]. Безынерционные измерения также позволили сократить время срабатывания до одного периода промышленной частоты.

На Рисунке 4-4 представлена измерительная цепь дифференциальной защиты. В данном случае, операционные усилители используются как усилители (V1 и V2) и как компаратор (V3). Тормозной и рабочий ток изначально протекают через шунт R_S , а затем производится выпрямление. Выпрямленные напряжения шунта усиливаются

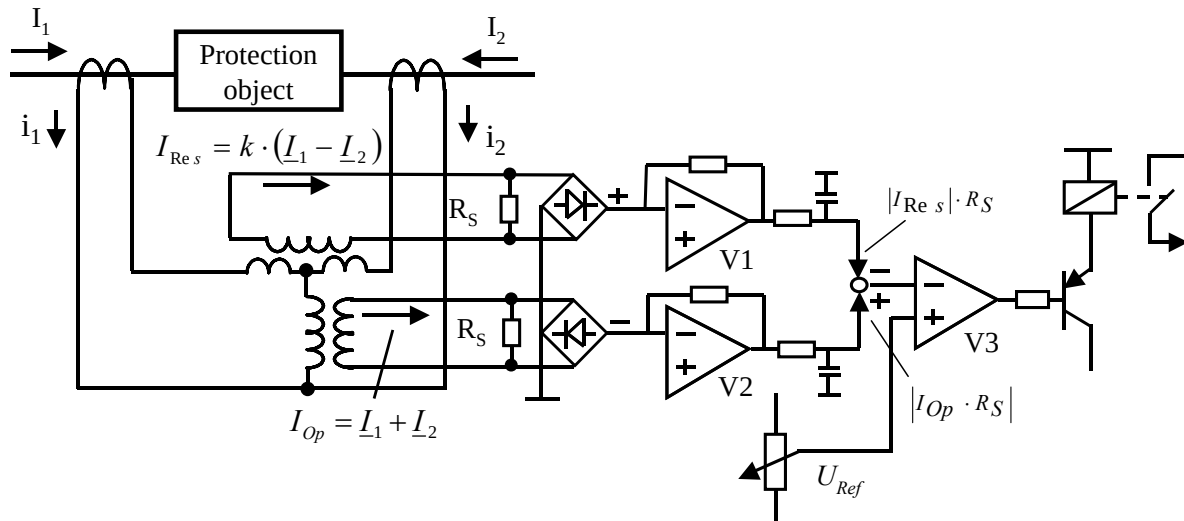


Рис. 4-4: Дифференциальная защита с аналоговой статической системой измерения

операционными усилителями V1 и V2 и сравниваются на операционном усилителе V3. Усиление на операционном усилителе V1 производится согласно установленному коэффициенту торможения k . В нормальном режиме работы справедливо следующее: $I_{\text{раб}} < I_{\text{торм}}$ и на входе V3 отрицательная величина. Впоследствии, напряжение на выходе V3 положительно и выходной транзистор блокируется. При возникновении повреждения в защищаемой зоне, напряжение на входе V3 изменится на $U > U_{\text{торм}}$ и напряжение на выходе станет отрицательным. Выходной транзистор станет проводить ток, таким образом произойдет срабатывание реле. В то же время, уменьшается значение возврата, при помощи дополнительной цепи (не показана на рисунке); оно становится ниже порога срабатывания, для исключения “дребезга контактов”, когда измеряемые величины близки пороговому значению срабатывания.

4.2 Цифровые алгоритмы измерения

В современных цифровых устройствах защиты согласование и обработка измеряемых величин производится в цифровом виде. Тем самым, достигаются преимущества по сравнению с системами аналогового измерения. Цифровые фильтры и интеллектуальные алгоритмы обеспечивают высокую точность измерений и гибкость задания параметров. Применение адаптивных алгоритмов измерения позволяет сократить времена срабатывания при внутренних повреждениях, исключить излишние срабатывания при внешних коротких замыканиях при насыщении измерительных трансформаторов тока, а также исключить ложные срабатывания при включении объекта под напряжение (например, при бросках тока намагничивания).

4.2.1 Сбор измеряемых величин

Измерительные входы цифровых устройств защиты также рассчитаны на номинальный вторичный ток измерительных трансформаторов тока в 1 или 5 А (на выбор), как это и есть в случае традиционных устройств защиты. Входные трансформаторы обеспечивают гальваническую развязку. Таким образом, токи преобразуются в напряжение (Рисунок 4-5).

Перед выборкой значений, спектр непрерывной входной функции $f(t)$ должен быть ограничен частотой равной половине частоты дискретизации для обеспечения возможности ее полного восстановления по отдельным значениям $f(n)$ (Теорема отсчетов Шеннона [4-5]). В теории, для этой цели необходимо использование фильтров с острой частотой среза. На практике, однако, используются простые пассивные RC фильтры. Они надежны и в достаточной степени подавляют

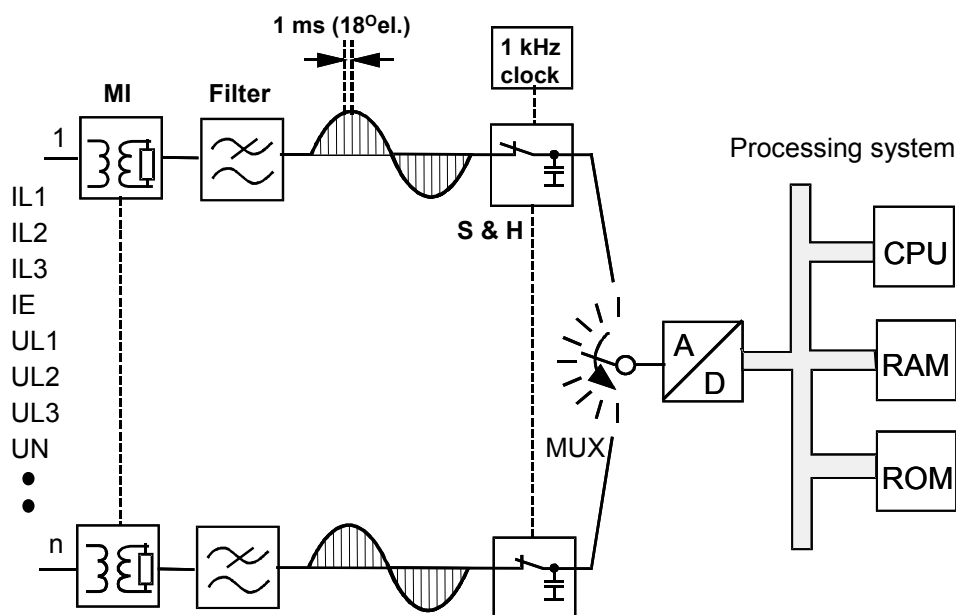


Рисунок 4-5: Цифровые устройства: обработка измеряемых величин

высокие частоты для обеспечения частоты дискретизации в килогерцовом диапазоне. Частоты дискретизации в 1 кГц, другими словами интервалы дискретизации в 1 мс (или 18° электрическим градусам), вполне достаточно для дифференциальной защиты.¹

Затем выборки преобразуются из аналогового вида в цифровой и записываются в память (буфер) устройства. Таким образом, измеренные значения (токов и напряжений (если они используются)) доступны в виде последовательности дискретных мгновенных значений (набор чисел) для дальнейшей их обработки. При этом важен тот факт, что измеренные величины относятся к одному и тому же моменту времени, другими словами выборка значений происходит синхронно, поскольку это является необходимым условием для их прямого сравнения (специальные алгоритмы обработки асинхронных выборок здесь не рассматри-

¹

Довольно часто применяется частота дискретизации 600 Hz (что соответствует 30° электрическим градусам), поскольку изменение фазы в трехфазной системе (например, учет группы соединения обмоток силового трансформатора для дифференциальной защиты) легко выполнимо.

ваются). В индивидуальных устройствах (например, дифференциальная защита трансформатора) или в устройствах, функционирующих в пределах одной подстанции (дифференциальная защита шин) синхронизация с точностью до одной микросекунды может быть выполнена при использовании внутренней шины данных или последовательных интерфейсов. При реализации защиты линии, когда устройства защиты расположены на некотором расстоянии друг от друга, принимаются дополнительные меры. Данный случай подробно рассматривается в Разделе 4.2.3.

Измерительные входы должны работать в широком динамическом диапазоне. С одной стороны, необходимая точность (5%) должна быть обеспечена для маленьких токов срабатывания, с другой стороны, должно обеспечиваться правильное отображение значительных токов вплоть до максимального тока короткого замыкания. Следующий пример это наглядно демонстрирует:

Пример 4-1: Аналого-цифровое преобразование

Исходные данные: Дифференциальная защита должна работать в диапазоне токов (динамическом диапазоне) $\pm 50I_n$. Точность должна составлять 5% от установленного значения $0.1I_n$ (наименьшее значение уставки).

Задача: Какой разрешающей способностью должен обладать АЦП?

Решение: Точность в 5% требует разрешающей способности $100/5=20$ шагов. В данном случае, это соответствует наименьшему значению уставки, другими словами 20 шагов соответствуют $0.1I_n$. $50I_n$ дает следующее: $(50/0.1) \times 20 = 10,000$ шагов (по действующему значению). Максимальное мгновенное значение тогда равно $2 \times \sqrt{2} \times 50 = 141$ А, что соответствует следующему: $2 \times \sqrt{2} \times 10,000 = 28,284$ шагов. Ближайшее значение составляет $2^{15} = 32,768$. Таким образом, необходимо применение 16 битного АЦП (15 бит плюс бит знака).

4.2.2 Дифференциальная защита, основанная на сравнении мгновенных величин

Поскольку закон Кирхгофа выполняется в любой момент времени, то сравнение оцифрованных мгновенных значений тока может производиться также в

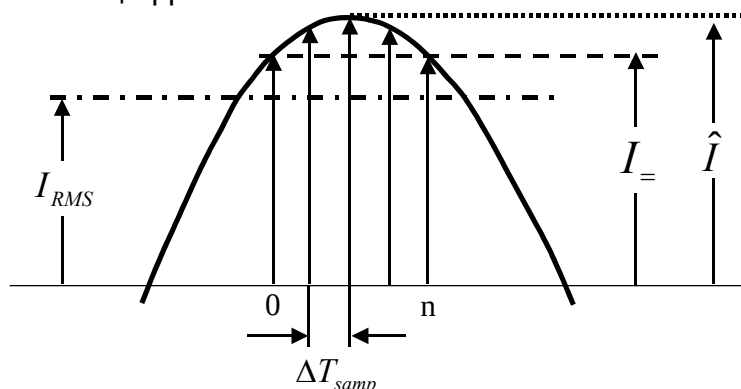


Рисунок 4-6: Вычисление действующего значения по трем выборкам

любой момент. При этом, как описано выше, выборки должны соответствовать одному и тому же моменту времени. Для обеспечения безопасности, решение о срабатывании не будет приниматься на основе результата сравнения выборок, сделанных в один момент времени, а срабатывание будет решено только в том случае,

если критерий срабатывания будет выполняться для n последовательных выборок.

Если определен фиксированный порог срабатывания, тогда срабатывание произойдет в том случае, если его превысят все n мгновенных значений (Рисунок 4-6).

Если измеряемые величины синусоидальны, то может быть вычислено соответствующее максимальное или действующее значение:

$$\hat{I} = \frac{I}{\cos\left(\frac{n-1}{2} \cdot \Delta\varphi\right)} \quad (4-1)$$

где

$$\Delta\varphi = \omega \cdot \Delta T_{\text{samp}} \cdot \frac{360}{2\pi} = 2\pi \cdot f_N \cdot \Delta T_{\text{samp}} \cdot \frac{360}{2\pi} = f_N \cdot \Delta T_{\text{samp}} \cdot 360^\circ = \frac{f_N}{f_{\text{samp}}} \cdot 360^\circ$$

Здесь, $f_{\text{дискр}}$ - частота дискретизации и $\Delta T_{\text{дискр}}$ - соответствующий интервал дискретизации, а $f_{\text{ном}}$ - номинальная частота системы.

Тогда результирующее действующее значение: $I_{\text{RMS}} = \frac{\hat{I}}{\sqrt{2}}$

Пример 4-2: Вычисление действующего значения из мгновенных значений (значений выборок)

Исходные данные: Частота дискретизации устройства защиты сборных шин 7SS5 (50 Гц) равна 1 кГц. Решение о срабатывании принимается после анализа трех последовательных значений выборок. Внутренний порог срабатывания по мгновенным значениям выбран равным $I_{\text{н}}$. Уставка срабатывания задана как действующее значение.

Задача: Каково соотношение между уставкой срабатывания по действующему значению и внутренней уставкой по мгновенному значению?

Решение: $\Delta\varphi = \omega \cdot \Delta T_{\text{samp}} \cdot \frac{360}{2\pi} = f_N \cdot \Delta T_{\text{samp}} \cdot 360 = 50 \cdot 0.001 \cdot 360 = 18^\circ$

Согласно (4-1) имеем:

$$\hat{I} = \frac{I_{\text{н}}}{\cos\left(\frac{3-1}{2} \cdot 18^\circ\right)} = \frac{I_{\text{н}}}{0.95}.$$

Таким образом, действующее значение: $I_{\text{RMS}} = \frac{I_{\text{н}}/0.95}{\sqrt{2}} = 0.74 \cdot I_{\text{н}}$

Оценка незначительного числа выборок (узкое окно данных) позволяет иметь малые времена срабатывания дифференциальной защиты. Однако, это требует принятия дополнительных мер для предотвращения неправильных действий защиты в случае насыщения измерительных трансформаторов тока. Сравнение мгновенных значений может быть выполнено в любой момент времени, когда трансформатор тока работает с незначительными погрешностями. В диапазо-

не, когда имеет место насыщение, такое сравнение производить нельзя или должно быть обеспечено дополнительное торможение. Современные устройства дифференциальной защиты для этой цели имеют детектор насыщения. Типичным примером выполнения сравнения величин на основе мгновенных значений является дифференциальная защита шин, где необходимо обеспечить малые времена срабатывания (см. Раздел 10.1.2).

4.2.3 Дифференциальная защита, основанная на сравнении комплексных амплитуд

В данном случае, не производится сравнения значений выборок напрямую. Производится сравнение комплексных амплитуд токов (векторов на комплексной плоскости), которые вычисляются на основании значений нескольких выборок (согласно ширине окна данных).

Вычисление производится согласно дискретному преобразованию Фурье. Согласно этому преобразованию производится выделение функции в частотной области $F(j\omega)$ из функции, заданной во временной области $f(t)$, тем самым производится четкое выделение частотных компонент (включая гармоники) [4-5]. На основе этого, может быть выделена фундаментальная составляющая измеренного сигнала, при этом в тоже время будут эффективно подавляться помехи (высшие гармоники). Значения выборок коррелируются с коэффициентами фильтра, другими словами производится их умножение на эти коэффициенты и их сложение за один период² (Рисунок 4-7).

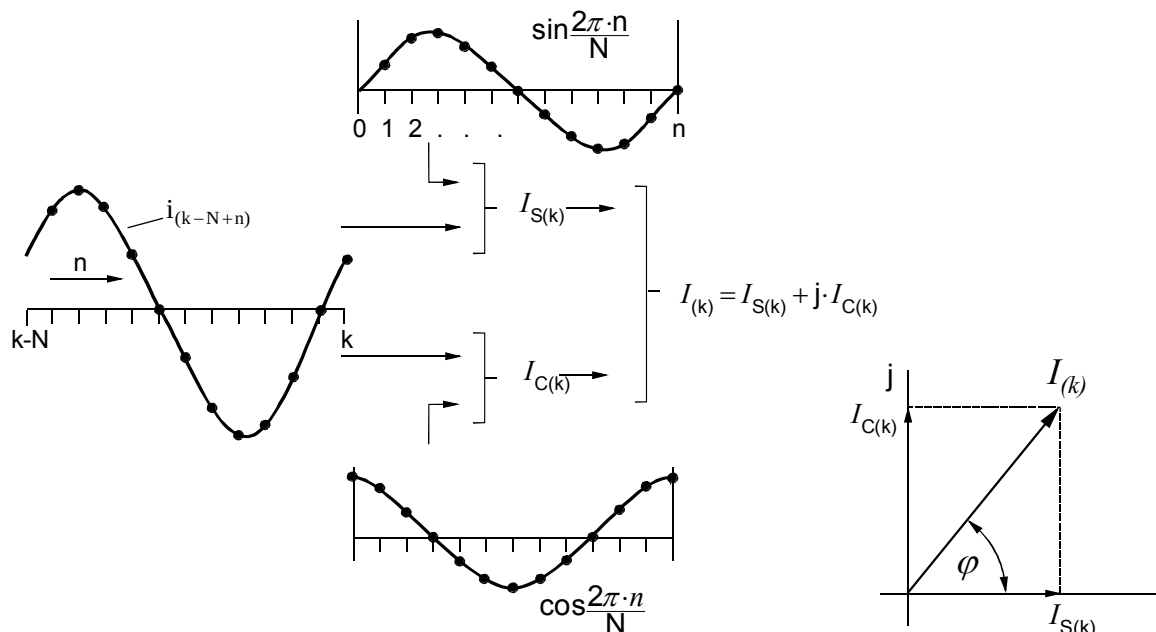


Рисунок 4-7: Дискретное преобразование Фурье (принцип)

$$I_{S(k)} = \frac{2}{N} \cdot \left[\sum_{n=1}^{N-1} i_{k-N+n} \cdot \sin\left(2\pi \frac{n}{N}\right) \right] \quad (4-2)$$

² При окне данных в один период производится подавление аperiodической составляющей и всех высших гармоник. При меньших интервалах интегрирования, фильтрация менее эффективна. К примеру, при окне данных в полпериода, подавления аperiodической составляющей и нечетных гармоник не производится [4-3].

$$I_{C(k)} = \frac{2}{N} \cdot \left[\frac{i_{k-N}}{2} + \frac{i_k}{2} + \sum_{n=1}^{N-1} i_{k-N+n} \cdot \cos\left(2\pi \frac{n}{N}\right) \right] \quad (4-3)$$

$$I_{(k)} = \sqrt{I_{S(k)}^2 + I_{C(k)}^2} \quad (4-4)$$

$$\Phi_{(k)} = \left(\arctan \frac{I_{C(k)}}{I_{S(k)}} \right) \quad (4-5)$$

Необходимо отметить, что окно данных шириной $n \cdot \Delta T$ будет содержать $n+1$ выборок (Рисунок 4-8).

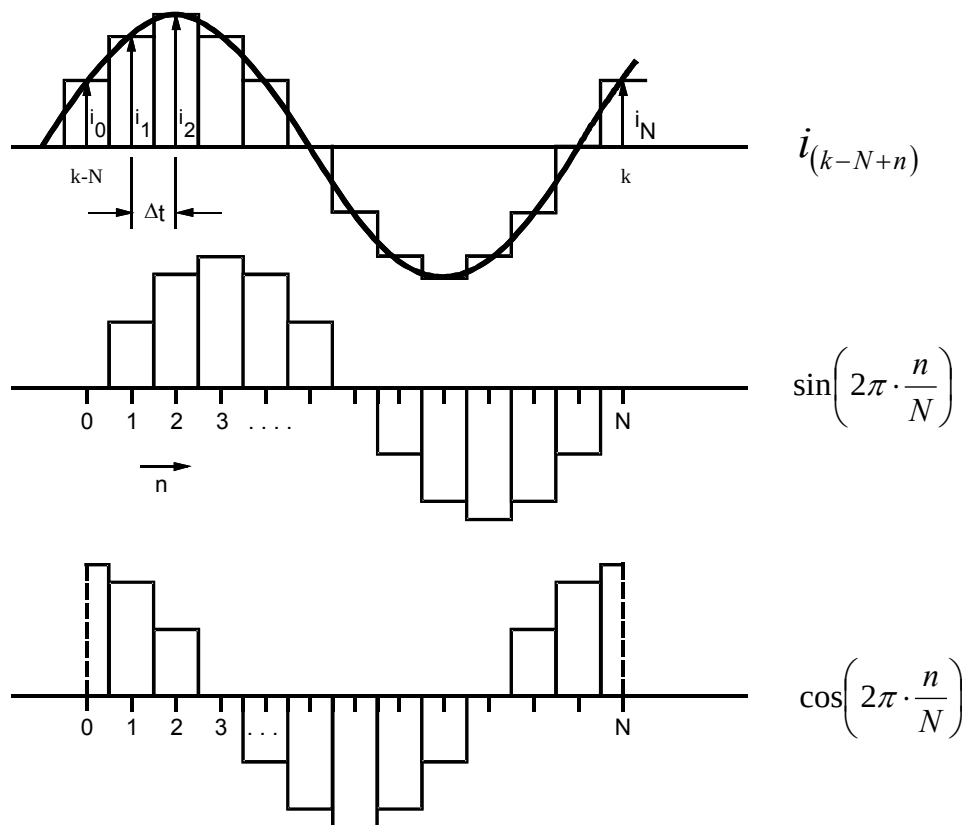


Рисунок 4-8: Дискретное преобразование Фурье

Результат дискретного преобразования Фурье является фундаментальная составляющая измеренной величины, представляемая в виде вектора с указанием амплитуды и угла.

Результат фильтрации также может быть представлен в виде действительной и мнимой части комплексного значения $\underline{I}_{(k)}$ в момент времени $k \cdot \Delta T$.

$$\underline{I}_{(k)} = I_{S(k)} + j \cdot I_{C(k)} \quad (4-6)$$

Отношение $I_{S(k)}/I_{C(k)}$ изменяется в зависимости от положения окна данных (диапазона интегрирования) относительно синусоиды аналоговой измеряемой величины. Это показано на Рисунке 4-9 на примере случая, когда комплексная амплитуда тока вычисляется через интервалы в 3.3 мс (что соответствует 30° электрическим градусам при номинальной частоте $f_N = 50$ Гц). В первом окне, присутствует лишь действительная составляющая I_S . В последующих окнах, действительная составляющая уменьшается, а мнимая составляющая $j \cdot I_C$ увеличивается до тех пор, пока в окне не останется только мнимая составляющая. Результат доступен только в конце окна данных. Таким образом, лишь только в этот момент времени все значения доступны для дальнейшей обработки алгоритмом дифференциальной защиты (сравнение токов). Как правило, вектора повторно вычисляются через определенные интервалы времени (например, через каждую четверть периода) и используются алгоритмом защиты. При возникновении повреждения или изменении условий возникновения повреждения, имеют место неустановившиеся (переходные) измерения, что соответствует инерционности традиционных измерительных реле (с подвижной катушкой или индукционного реле). Для достижения малых времен срабатывания меньше одного периода промышленной частоты, должен быть учтен дополнительный критерий (см. Раздел 9.3, Дифференциальная защита линии 7SD52/61).

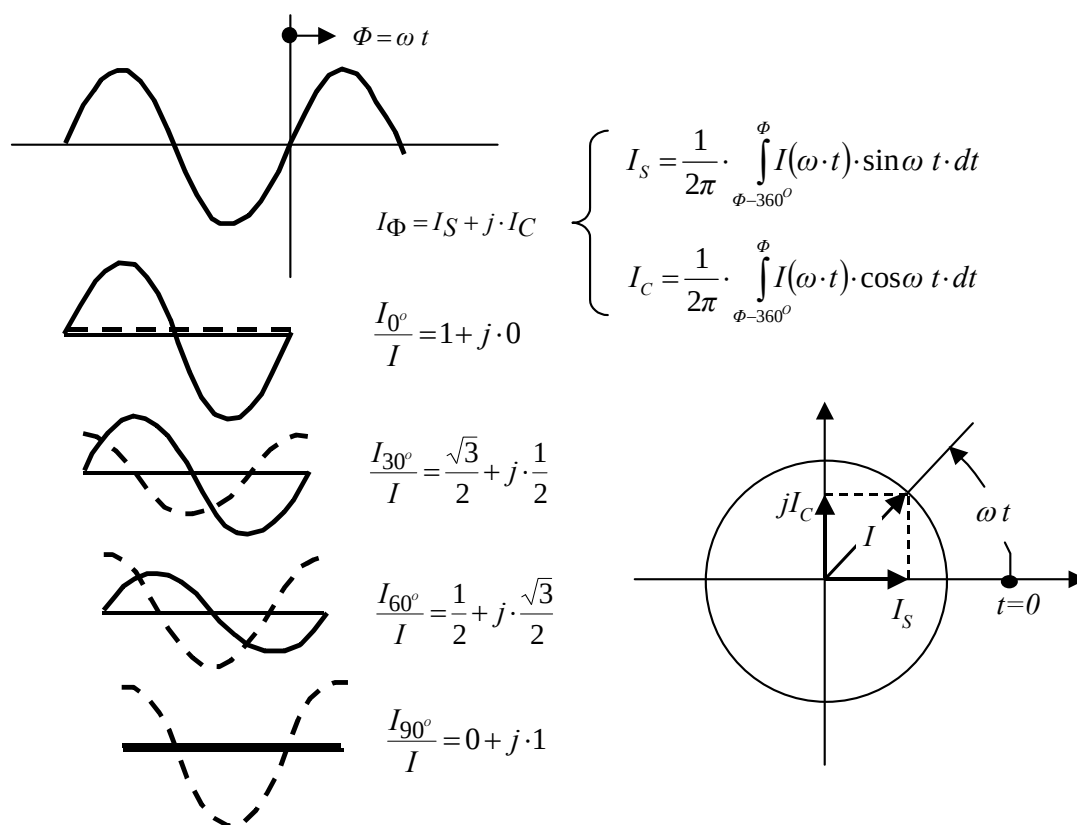


Рисунок 4-9: Ортогональные составляющие, в зависимости от расположения окна данных

На Рисунке 4-10 представлена характеристика фильтрации алгоритма Фурье при диапазоне интегрирования в один период. Из рисунка видно, насколько хорошо подавляются высшие гармоники.

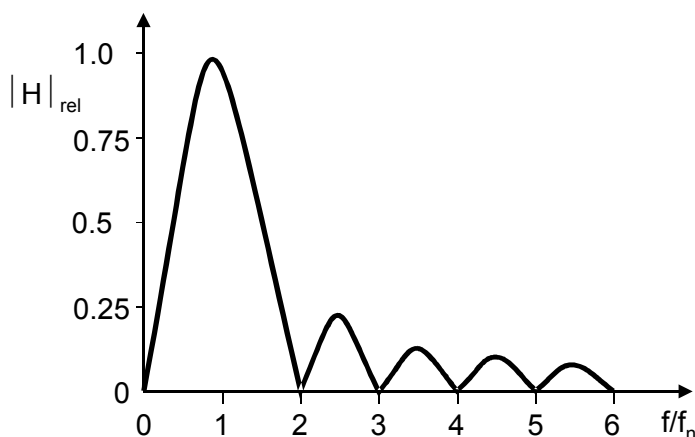


Рисунок 4-10:
Характеристика фильтра

Если окно данных сужается, то качество фильтрации ухудшается, поэтому в таком случае необходимо производить учет погрешностей измерения. Малые диапазоны интегрирования применимы для произведения оценки данных, например используются в дистанционной защите для быстрой ликвидации близких коротких замыканий. Для дифференциальной защиты, измерение мгновенных величин (защита сборных шин 7SS5, Раздел 10.1) или сравнение электрических зарядов (Дифференциальная защита линии 7SD52/61, Раздел 9.39) рекомендуется выполнять при узких окнах данных (при малых диапазонах интегрирования).

Сравнение комплексных амплитуд

Если выборки значений различных измеряемых величин (i_{L1} , i_{L2} , и т.д.) соответствуют одному и тому же моменту времени, другими словами окна данных идентичны, тогда вычисляются комплексные амплитуды, соответствующие одному и тому же моменту времени. При этом можно производить их прямое сравнение и их дальнейшую обработку. Указанное справедливо для тех устройств защиты, которые осуществляют защиту сосредоточенных объектов (например, дифференциальная защита трансформатора).

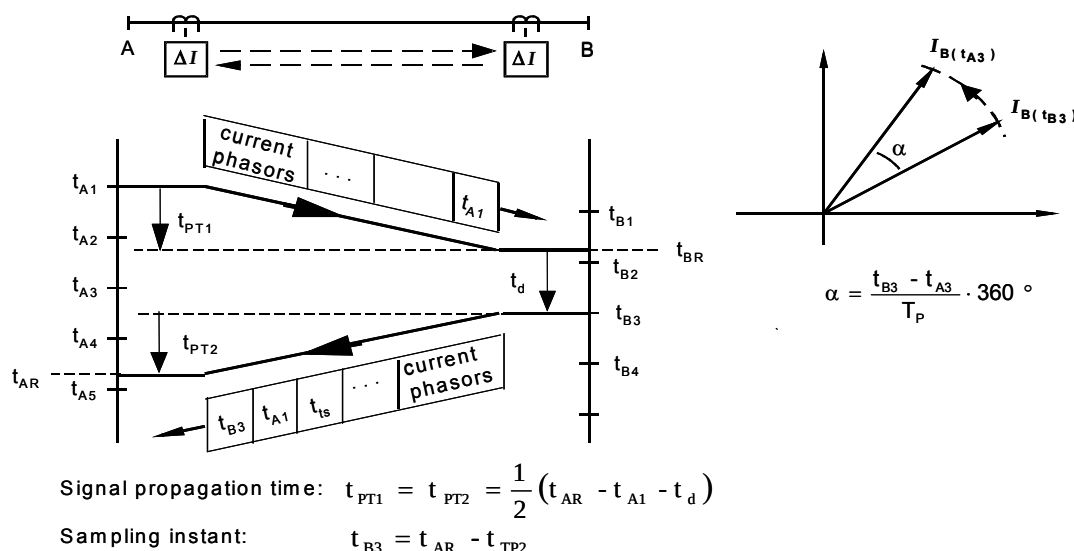


Рисунок 4-11: Измерение и коррекция разницы времен выборки значений

При реализации дифференциальной защиты линии, измерения величин производятся устройствами, удаленными друг от друга на значительные расстояния. Синхронизация выборок во всех устройствах возможна при использовании глобальной спутниковой системы определения местоположения GPS (GPS-синхронизация); однако указанное требует дополнительных затрат и усложняет всю систему защиты и, тем самым, является лишь дополнительной опцией к стандартным устройствам. Кроме того, здесь необходимо учитывать тот факт, что при использовании внешнего устройства синхронизации работа защиты полностью зависит от доступности системы GPS в данный и конкретный момент времени.

Таким образом, большинство производителей применяют методы, когда разница времен выборки значений определяется при помощи канала связи. Указанная разница во времени затем используется для корректировки отклонений угла вектора на комплексной плоскости при помощи соответствующих вычислений.

Синхронизация измеренных комплексных амплитуд при помощи канала связи:

Выборка значений на двух концах линии производится асинхронно в системах времени, определяемыми внутренними часами микропроцессора каждого из устройств. Разница во времени выборок двух устройств определяется по известным меткам времени, которые присваиваются выборкам в каждом устройстве и задержкам передачи данных по каналу связи (Рисунок 4-11):

Работа принципа рассматривается на следующем примере (упрощенно):

Устройство А передает информацию о комплексной амплитуде тока (действительную и мнимую часть) относящуюся к моменту времени t_{A1} с меткой времени t_{A1} . Устройство В получает телеграмму в момент времени t_{B1} (по своему времени). После внутренней обработки, устройство В осуществляет передачу телеграммы со сдвигом по времени t_d устройству А. Телеграмма содержит информацию о комплексной амплитуде, измеренной устройством В в момент времени t_{B3} , полученное значение t_{A1} и временной сдвиг t_d . Устройство А получает ответную телеграмму в момент времени t_{AR} , согласно своему внутреннему отсчету времени.

В предположении, что время передачи информации по каналу связи в прямом и обратном направлении одинаково, это время может быть вычислено по следующему выражению:

$$t_{PT1} = t_{PT2} = \frac{1}{2} \cdot (t_{A1} - t_{AR} - t_d) \quad (4-6)$$

Данное выражение содержит только времена, которые измеряются устройством А и разницу времени, измеренную устройством В. Момент выборки t_{B3} , который соответствует комплексной амплитуде, вычисленной устройством В может быть отнесен к отсчету времени устройства А:

$$t_{B3} = t_{AR} - t_{PT2} \quad (4-7)$$

Вектор $I_B(t_{B3})$, получаемый устройством А с передающего конца В должен быть повернут против часовой стрелки на угол, который соответствует разнице во времени $\Delta t = t_{B3} - t_{A3}$ для того, чтобы обеспечить синхронное сравнение с комплексной амплитудой $I_{A(t_{A3})}$ (Рисунок 4-11).

Характеристика срабатывания

Основопологающие выражения и характеристики, обозначенные в разделе 3.2.4, применимы к данной дифференциальной защите (Рисунок 4-12).

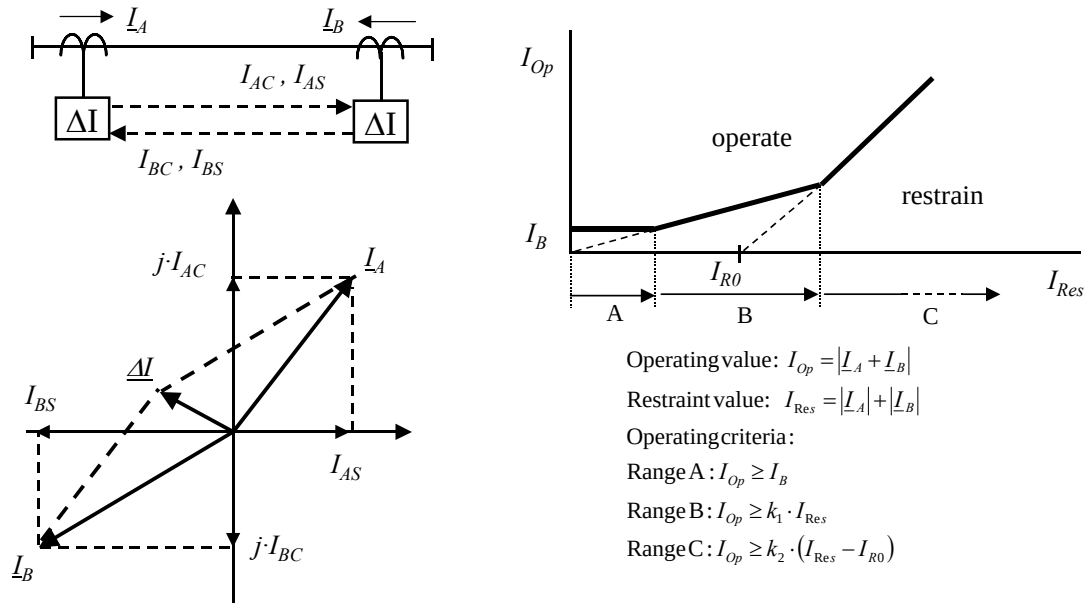


Рисунок 4-12: Дифференциальная защита, основанная на сравнении комплексных амплитуд

4.2.4 Дополнительное торможение при насыщении измерительных трансформаторов тока

Устойчивость работы дифференциальной защиты в случае насыщения измерительного трансформатора тока имеет огромное значение для определения принципа измерения. Современные устройства защиты обладают детекторами насыщения, которые обнаруживают насыщение достаточно быстро и активируют функцию дополнительного торможения. Принцип работы детектора насыщения основан на том факте, что первоначально, после возникновения повреждения, измерительный трансформатор тока трансформирует ток правильно лишь в течение небольшого интервала времени, а потом только насыщается (Рисунок 4-13).

В случае внешнего короткого замыкания, дифференциальный ток $I_{раб}$ (векторная сумма токов) остается маленьким (теоретически равным нулю) в течение первых миллисекунд, в то время, как ток торможения (арифметическая сумма) $I_{торм}$ сразу же увеличивается. В случае возникновения внутреннего короткого замыкания, оба тока ($I_{раб}$ и $I_{торм}$) одновременно увеличиваются.

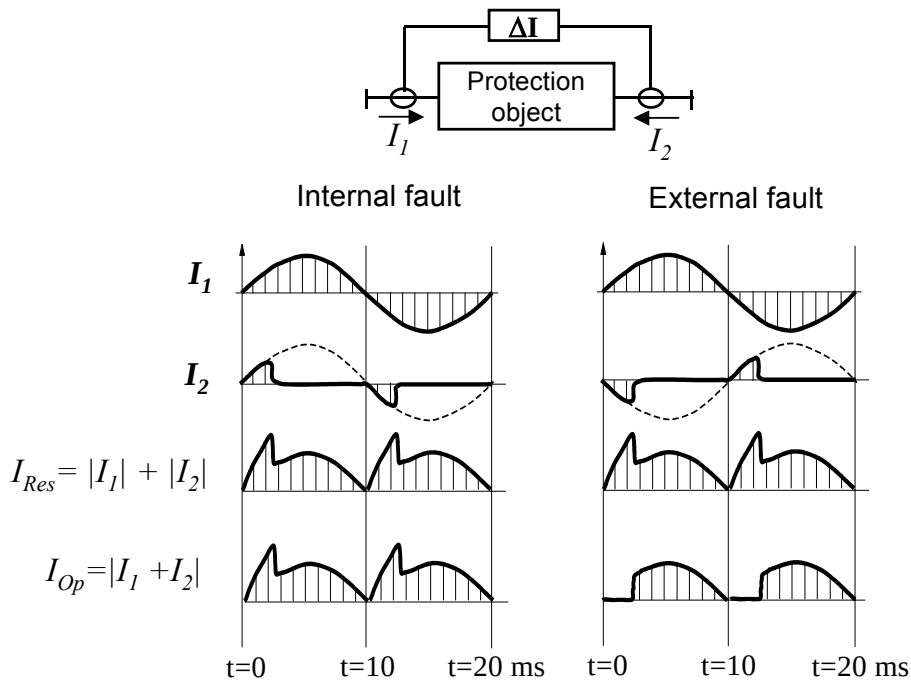


Рисунок 4-13: Рабочий и тормозной токи – при внутренних и внешних КЗ

Указанная задержка в увеличении дифференциального тока, таким образом, является четким показателем насыщения трансформатора тока. На рисунке показано изменение величин ΔI и ΣI во времени на рабочей характеристике дифференциальной защиты.

В случае возникновения внутреннего повреждения, величины ΔI и ΣI сразу же имеют одинаковое значение, другими словами точка $I_{раб} / I_{торм}$ перемещается вверх и вниз по линии, направленной под углом 45° . В случае возникновения внешнего короткого замыкания, сопровождающегося насыщением измерительного трансформатора тока, значение дифференциального тока $I_{раб}$ в первый момент времени равно нулю и точка $I_{раб} / I_{торм}$ перемещается по горизонтальной оси (оси абсцисс) вправо с увеличением тока, однако, при насыщении трансформатора тока происходит перемещение точки в область срабатывания. Указанная последовательность перемещения точки повторяется каждый полупериод. При этом продолжительность интервалов, когда трансформатор тока насыщен и ненасыщен изменяются.

Указанная разница во времени срабатывания используется для обнаружения факта насыщения трансформатора тока. Если насыщение фиксируется при внешнем коротком замыкании, производится скачкообразное увеличение величины торможения или действие защиты на отключение блокируется.

Чем быстрее способен срабатывать детектор насыщения, тем раньше может начинаться насыщение трансформатора тока и, тем самым, могут быть выбраны трансформаторы с худшими характеристиками. Для защиты сборных шин, производитель определяет минимальное время,

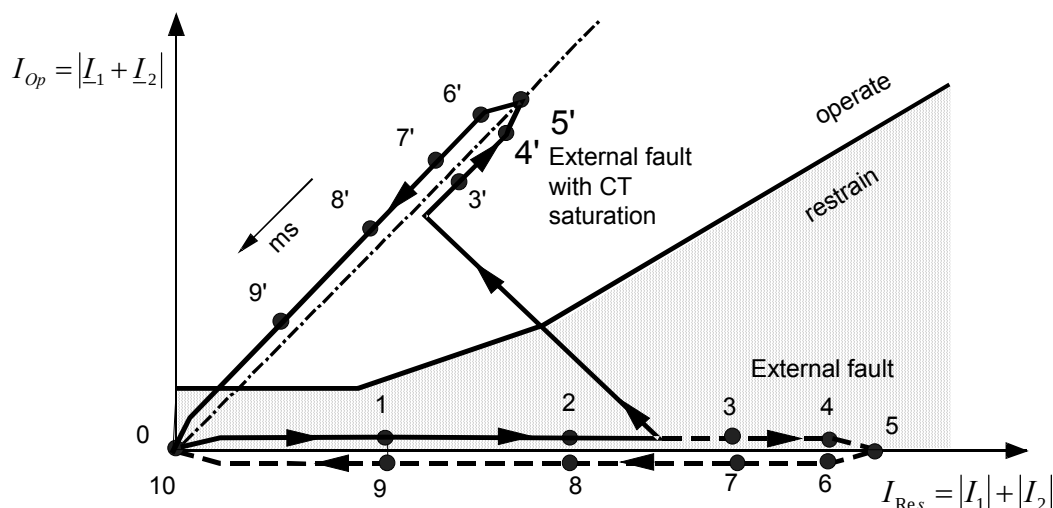


Рисунок 4-14: Траектория перемещения точки $I_{\text{Раб}}/I_{\text{Торм}}$ при внешних КЗ в случаях с и без насыщения ТТ (согласно рисунку 4-13)

в течение которого измерительный трансформатор тока не должен насыщаться (3 мс для устройства 7SS52, см. Раздел 10.1.2). Устойчивость работы защиты может быть проверена по рассчитанным или снятым осциллограммам тока. В качестве примера, на рисунке 4-15 представлена логика устройства защиты сборных шин 7SS5, обладающего встроенным детектором насыщения.

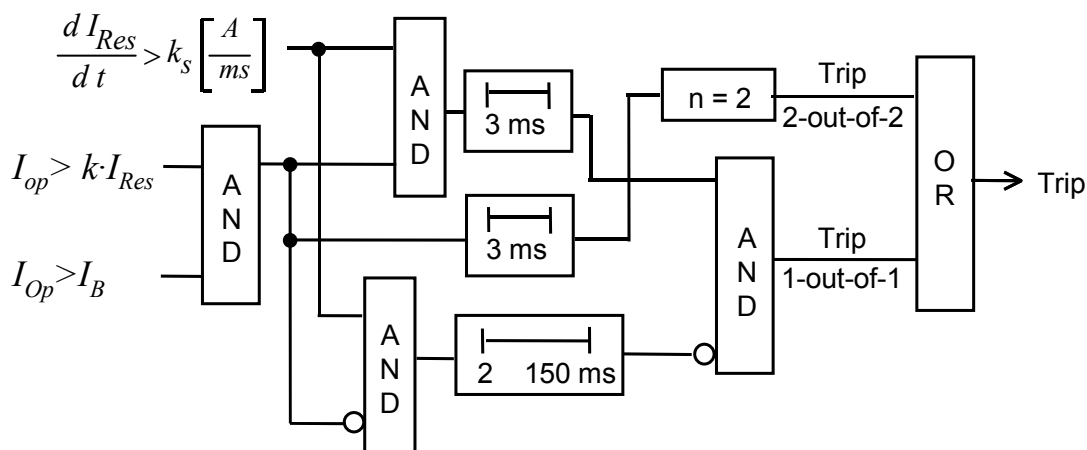


Рисунок 4-15: Логика устройства защиты сборных шин 7SS5, обладающей детектором насыщения

Если после увеличения тормозного тока $dI_{\text{Торм}}/dt$, не происходит возрастания дифференциального тока $I_{\text{Раб}}$ в течение 3 мс, тогда фиксируется внешнее короткое замыкание и при этом на 150 мс блокируется возможность принятия решения о срабатывании на основании оценки данных за один полупериод (режим измерения “один из одного”). В таком случае, защита может подействовать на отключение только тогда, когда условия срабатывания выполняются в двух полупериодах (режим измерения “два из двух”). Указанное обеспечивает стабильность работы в случаях, когда имеет место значительное насыщение трансформатора тока из-за наличия значительной апериодической составляющей, поскольку насыщение проявляется только в положительных полупериодах, т.е. каждое второе измерение (см. Раздел 10.2). Время блокировки в

150 мс покрывает время, за которое должно отключиться внешнее короткое замыкание (максимум 100 мс при самых неблагоприятных условиях) с запасом в 50 мс.

Насыщение трансформатора тока при протекании сквозных токов повреждения при отсутствии апериодической составляющей может быть допустимо до некоторой степени в зависимости от установленного коэффициента торможения k (см. Раздел 10.2). Увеличение торможения переключением в режим измерения “два из двух” не имеет смысла, поскольку в этом случае насыщение имеет место каждой полупериод. При значительных насыщениях трансформаторов тока необходима блокировка действия защиты на 150 мс. Это, однако, нежелательно, так как следующее за внешним коротким замыканием возможное внутреннее короткое замыкание будет отключаться со значительной задержкой. В любом случае, рекомендуется выбрать трансформатор тока с такими параметрами, что даже самый большой сквозной ток без наличия апериодической составляющей не приведет к значительному насыщению трансформатора тока. В общем случае, указанное всегда будет выполняться, поскольку увеличение магнитного потока в случае коротких замыканий без апериодической составляющей значительно меньше (см. Раздел 10.2).

Детектор насыщения уже успешно применялся в аналоговых статических системах измерения (например, защита сборных шин 7SS1).

Цифровые технологии также позволяют выполнять анализ гармоник для определения факта насыщения измерительного трансформатора тока. В зависимости от содержания гармоник в токе повреждения (отклонения от синусоидальной формы), производится автоматическое увеличение коэффициента торможения (адаптивное измерение). Указанный принцип применяется в устройстве дифференциальной защиты линии 7SD52/61.

5. Измерительные трансформаторы тока

Измерительные ТТ играют не последнюю роль при реализации дифференциальной защиты. Результат сравнения токов дифференциальной защитой лишь тогда оказывается верным, когда первичные токи трансформируются с достаточной точностью и при правильной полярности. При неправильной полярности подключения или при наличии погрешностей трансформации возникают ложные дифференциальные токи, которые подвергают опасности устойчивость функционирования защиты при протекании сквозных токов повреждения через защищаемый объект. Также необходимо принимать во внимание явление насыщения ТТ, поскольку в данном случае возможно возникновение значительных погрешностей. При реализации дифференциальной защиты всегда необходимо стремиться к выбору ТТ, обладающих одинаковыми характеристиками и конструкцией. Указанное в особенности необходимо учесть, если защита не обеспечивает дополнительного торможения при насыщении ТТ. Данное замечание справедливо при реализации защиты на базе электромеханических и большинства статических аналоговых реле. Цифровые устройства защиты, напротив, допускают высокую степень насыщения ТТ, поскольку встроенный детектор насыщения предотвращает неправильные действия защиты.

5.1 Схема замещения ТТ

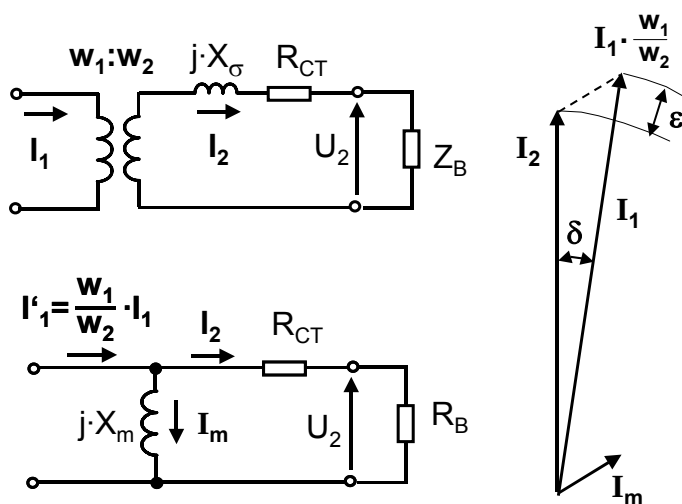


Рис. 5.1: Схема замещения ТТ

Принцип работы ТТ соответствует принципу работы силового трансформатора. В нормальном режиме работы магнитная индукция незначительна по сравнению с магнитной индукцией насыщения. Магнитная индукция увеличивается пропорциональным образом с увеличением первичного тока и, соответственно, с увеличением падения напряжения на подключенной вторичной нагрузке. Выбор ТТ осуществляется исходя из требования трансформации периодической со-

ставляющей тока повреждения без насыщения ТТ (влияние апериодической составляющей тока КЗ рассмотрено далее).

При рассмотрении систем защиты магнитной индукцией рассеяния ТТ представляется возможным пренебречь. Упрощенная схема замещения представлена на рис. 5.1.

При отсутствии насыщения намагничивающим током также можно пренебречь. Согласно закону Ампера:

$$I_1 \cdot w_1 = I_2 \cdot w_2 \quad \text{или} \quad \frac{I_2}{I_1} = \frac{w_1}{w_2} = r_{CT} \quad (5-1)$$

Напряжения на вторичных выводах ТТ соответствуют падению напряжения на подключенной нагрузке $U_2 = I_2 \cdot R_B$ ¹.

Нагрузка определяется сопротивлением вторичных кабелей, сопротивлением устройства защиты, а также сопротивлением промежуточных ТТ и других устройств, если таковые применяются. Реактивными составляющими можно пренебречь, поэтому при расчетах используется активное сопротивление. Если подробная информация не доступна, указанная в ВА мощность может быть использована для расчета активной нагрузки ($R \approx P[\text{VA}] / I[\text{A}]^2$). Однако это является самым неблагоприятным условием расчета.

Мощность вторичной обмотки ТТ:

$$P_2 = U_2 \cdot I_2 = I_2^2 \cdot R_B. \quad (5-2)$$

Магнитная индукция ТТ пропорциональна внутренней ЭДС

$$E_2 = I_2 \cdot (R_{CT} + R_B) \quad (5-3)$$

Осуществляется выбор ТТ с такими характеристиками, что обеспечивается определенная точность трансформации токов K_3^2 величиной до установленного порогового значения (тока номинальной предельной кратности) при подключенной номинальной нагрузке R_{BN} .

Ток номинальной предельной кратности определяется как:

$$I_{al} = ALF \cdot I_N \quad (5-4)$$

Коэффициент ALF также известен как номинальная предельная кратность.

Внутренняя ЭДС, которая возникает при протекании указанного тока, соответствует напряжению насыщения ТТ.

$$E_{al} = ALF \cdot I_{2N} \cdot (R_{CT} + R_B) \quad (5-5)$$

Для класса X (согласно стандарту BS 3938) указанное напряжение определяется напряжением точки излома U_{KN} характеристики намагничивания и используется в качестве показателя способности трансформации вместо максимального тока, определяемого номинальной предельной кратностью и номинальной нагрузкой. Точность, однако, определяется иным образом. В целом, может быть использовано соотношение $U_{KN} \approx 0.8 \cdot E_{al}$.

5.2 Характеристики установившегося режима

Стандартами МЭК, BS (Британский стандарт) и ANSI/IEEE (стандарт США) определены различные параметры:

Стандарт МЭК 60044-1³ [5-1]

Указанный стандарт определяет характеристики ТТ установившегося режима.

Для целей защиты предусмотрены ТТ с максимальной полной погрешностью в 5 или 10% при токе номинальной предельной кратности; в обозначении класса точности присутствует буква Р (для целей защиты) с указанием номинальной предельной кратности (например, 5Р20).

¹ При использовании статических и цифровых устройств защиты реактивной составляющей нагрузки (X_B) представляется возможным пренебречь. При использовании электромеханических устройств защиты можно принять $X_B \approx R_B$.

² Здесь учитывается только периодическая составляющая тока КЗ. Влияние апериодической составляющей было проанализировано далее.

³ Ранее МЭК 185

Определяются два класса точности:

Класс точности	Предел допустимой токовой погрешности при номинальном токе I_N	Предел допустимой угловой погрешности δ при номинальном токе I_N	Полная погрешность при $ALF \cdot I_N^4$ ε_c (при токе номинальной предельной кратности)
5P	$\pm 1\%$	± 60 минут	5%
10P	$\pm 3\%$	—	10%

Таблица 5-1: Классы ТТ согласно стандарту МЭК 60044-1

В целом, ТТ определяется следующими характеристиками:

Номинальный коэффициент трансформации:

I_{PN}/I_{SN} , к примеру, 600/1 А или 600/5 А

Номинальная мощность P_N :

Мощность ТТ при номинальном токе и номинальной нагрузке, например 30 ВА

Номинальный класс точности:

5P или 10P

Номинальная предельная кратность:

ALF (например, 10 или 20)

Определяет максимальный ток (без учета апериодической составляющей), который может быть трансформирован ТТ с определенной точностью при подключенной номинальной нагрузке ($\cos\varphi = 1$). При превышении значения данного тока (тока номинальной предельной кратности) ТТ будет насыщаться и форма вторичного тока будет искажена.

Сопротивление вторичной обмотки

R_{CT} в Омах

Пример 5-1: Данные ТТ

ТТ, предназначенный для использования защитой:

400/1 А; 5P10; 30 ВА; $R_{CT} = 6.2$ Ом

Номинальная предельная кратность действительна только при подключенной номинальной нагрузке ТТ. Если подключенная нагрузка меньше номинальной, тогда имеем большую рабочую предельную кратность ALF' :

$$ALF' = ALF \cdot \frac{P_i + P_N}{P_i + P_B} = ALF \cdot \frac{R_{CT} + R_N}{R_{CT} + R_B} \quad (5-6)$$

Номинальная нагрузка ТТ:

P_N

Внутренняя нагрузка ТТ:

$P_i = R_{CT} \cdot I_{2N}^2$

Фактическая нагрузка ТТ:

$P_B = R_B \cdot I_{2N}^2$

$R_B = R_L + R_R =$ сопротивление нагрузки

⁴ ALF – номинальная предельная кратность ТТ.

R_L = сопротивление контрольного кабеля

R_R = сопротивление устройства защиты

В основном, из-за более высокой точности, для дифференциальной защиты используются ТТ класса 5P.

Класс X согласно стандарту BS 3938 [5-2]

Указанный класс используется за пределами континентальной Европы (в основном при реализации дифференциальной защиты). Данный класс ТТ определен для использования высокоомной дифференциальной защитой.

При этом используются следующие параметры ТТ:

- Номинальный первичный ток
- Коэффициент трансформации
- Номинальное напряжение точки излома характеристики намагничивания
- Намагничивающий ток при номинальном напряжении точки излома
- Сопротивление вторичной обмотки ТТ

Напряжение точки излома U_{KN} определяется точкой на характеристике намагничивания, 10% увеличение напряжения относительно которой соответствует 50% увеличению намагничивающего тока (рис. 5.2).

ЭДС ТТ при токе номинальной предельной кратности, вычисленное по выражению (5-5), соответствует номинальному напряжению точки излома характеристики намагничивания. Однако она не связана с наклоном характеристики намагничивания, а связана с полной погрешностью. В связи с различием параметров переход от класса P (согласно стандарту МЭК 60044-1) к классу X (согласно стандарту BS 3938) и наоборот возможен только аппроксимацией ($E_{al} \approx 1.25 \cdot U_{KN}$). Более точные значения должны определяться при проведении соответствующих измерений.

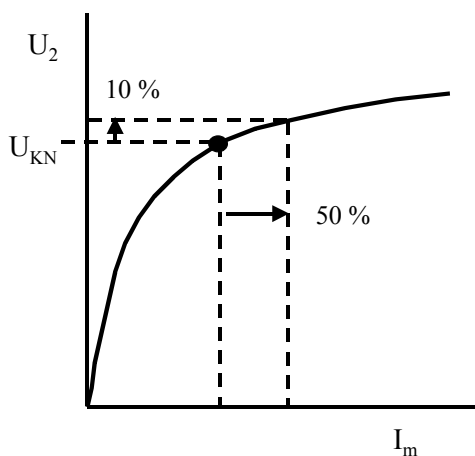


Рис. 5.2: Определение напряжения точки излома

Класс C согласно стандарту ANSI/IEEE C57.13 [5-3]

В данном случае осуществляется выбор ТТ с такими характеристиками, что погрешность трансформации не превышает значения в 10% в диапазоне токов от 1 до 20 раз превышающих номинальный вторичный ток (I_{2N}). Класс Cxxx определяет напряжение на вторичных выводах при

токе в 20 раз превышающем вторичный номинальный ток I_{2N} и сопротивление вторичной обмотки ТТ R_{CT} . Указанное, однако, относится только к ТТ со вторичным номинальным током в 5 А, используемым в США. Например, класс C200 при сопротивлении $R_B = 2$ Ом определяет номинальное напряжение на вторичных выводах равно $U_B = 20 \times 5 \text{ А} \times 2 \text{ Ом} = 200 \text{ В}$. В соответствии с классом P стандарта МЭК имеем: $P_{BN} = 5^2 \cdot 2 = 50 \text{ ВА}$, $ALF \geq 20$.

Внутреннее эквивалентное напряжение возбуждения, получаемое путем суммирования номинального напряжения на вторичных выводах с падением напряжения на внутреннем сопротивлении, равно:

$$E_{al} \approx U_B + R_{CT} \cdot 20 \cdot I_{2N}.$$

Переход от одного класса к другому возможен только аппроксимацией, поскольку определение погрешности измерения не эквивалентно.

В практике релейной защиты США падением напряжения на внутреннем сопротивлении, как правило, пренебрегают. [5-16] Указанное позволяет обеспечить некоторый запас.

5.3 Характеристики переходного режима

Магнитная индукция ТТ пропорциональна интегралу вторичного напряжения на индуктивности намагничивания L_m :

$$B \propto \int e_2(t) \cdot dt = (R_{CT} + R_B) \cdot \int i_2(t) \cdot dt$$

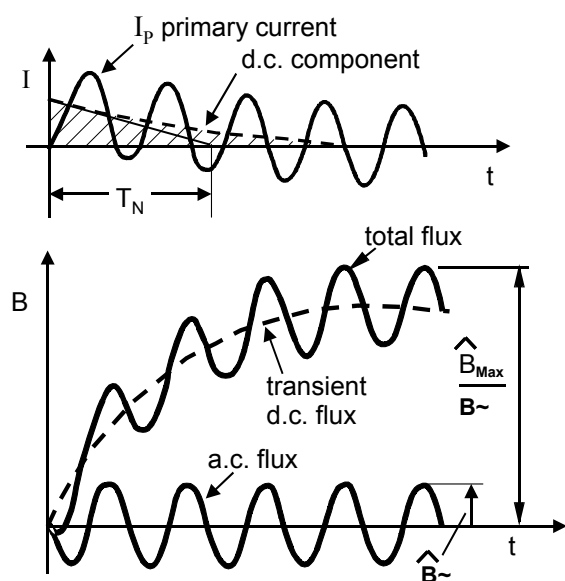


Рис. 5.3: Характер изменения магнитной индукции ТТ

и, соответственно, пропорциональна области ниже тока повреждения.

Апериодическая составляющая тока повреждения приводит к одностороннему намагничиванию ТТ. Апериодическая составляющая тока КЗ в несколько раз превышает периодическую. Магнитный поток, создаваемый апериодической составляющей тока, зависит от постоянной времени системы T_N (Рис. 5.3). Для обеспечения устойчивой работы ТТ последний должен обладать лучшими характеристиками. Следующие выражения определяют характер изменения магнитной индукции: [5.4 – 5.8]

$$\frac{B}{\hat{B}_{\sim}} = 1 + \frac{\omega \cdot T_N \cdot T_S}{T_N - T_S} \left(e^{-\frac{t}{T_N}} - e^{-\frac{t}{T_S}} \right) \quad (5-7)$$

Максимальное значение:
$$\frac{B_{\max}}{\hat{B}_{\sim}} = 1 + \omega \cdot T_S \cdot \left(\frac{T_N}{T_S} \right)^{\frac{T_S}{T_S - T_N}} \quad (5-8)$$

Достигается спустя время:
$$t_{B \max} = \frac{T_N \cdot T_S}{T_S - T_N} \cdot \ln \frac{T_S}{T_N} \quad (5-9)$$

В данном случае T_N – постоянная времени системы (постоянная времени апериодической составляющей) при соответствующем контуре повреждения..

T_S - постоянная времени вторичной цепи ТТ. Определяется индуктивностью L_m и суммой сопротивлений вторичной цепи:

$$T_S = \frac{L_m}{R_{CT} + R_B} = \frac{1}{\omega \cdot \tan \delta} \quad (5-10)$$

Таким образом, постоянная времени вторичной цепи ТТ уменьшается с увеличением угловой погрешности δ .

В частности, указанное справедливо, когда сердечник ТТ разделен воздушными зазорами.

Для частоты 50 Гц (60 Гц) справедливы следующие выражения:

$$T_s = \frac{10900}{\delta[\text{min}]} [\text{ms}] \quad \left(T_s = \frac{9083}{\delta[\text{min}]} [\text{ms}] \right) \quad (5-11)$$

Необходимо отметить, что номинальная угловая погрешность, приводимая в номинальных данных ТТ, имеет место быть только при подключенной номинальной нагрузке. При нагрузке меньше номинальной угловая погрешность уменьшается соответствующим образом и постоянная времени ТТ увеличивается.

Увеличение магнитной индукции согласно (5-8) обуславливает необходимость выбора характеристик ТТ с некоторым запасом с целью обеспечения трансформации тока при учете апериодической составляющей. Отношение $B_{\text{max}}/\hat{B} \sim$ соответствует коэффициенту запаса K_{TF} , который необходимо учесть.

Если ТТ должен обеспечивать трансформацию без насыщения до некоторого момента t_M , тогда в выражении (5-7) необходимо принять $t = t_M$. Если на протяжении всего времени существования КЗ необходимо обеспечить трансформацию тока без насыщения ТТ, тогда при выборе характеристик необходимо учитывать максимальное значение индукции, определяемое согласно выражению (5-8).

Размагничивание

Отключение тока КЗ выполняется выключателем в момент прохождения тока через нулевое значение. В этот момент времени магнитная индукция максимальна. Кроме того, стоит отметить, что при достаточно быстрой ликвидации повреждения, ТТ может быть сильно намагничен за счет наличия апериодической составляющей в момент размыкания контактов выключателя.

Размагничивание осуществляется переходным током во вторичной цепи ТТ. При этом индукция не снижается до нуля, а только до некоторого уровня остаточной индукции B_R (Рис. 5.4):

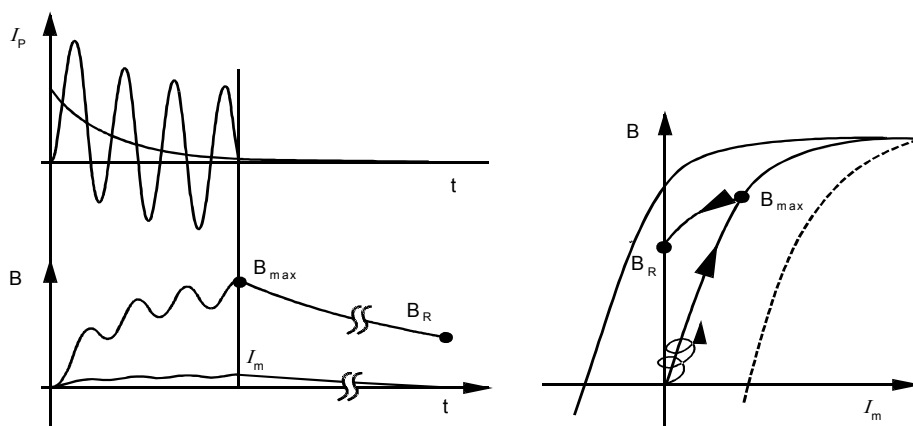


Рис. 5.4: Намагничивание и размагничивание ТТ

$$B = B_R + (B_{\max} - B_R) \cdot e^{-\frac{t}{T_S}} \quad (5-12)$$

Уровень остаточной индукции достигается через время $t=3 \cdot T_S$.⁵

Если имеет место повторное включение на КЗ ранее того момента, как индукция достигнет своего остаточного уровня, тогда увеличение ее будет происходить с некоторого среднего значения согласно (5-7).

Неуспешное АПВ

Быстрое повторное включение на КЗ может иметь место при неуспешном повторном включении. На рис. 5.5 представлен характер изменения магнитной индукции в течение всего цикла В-О-В-О.

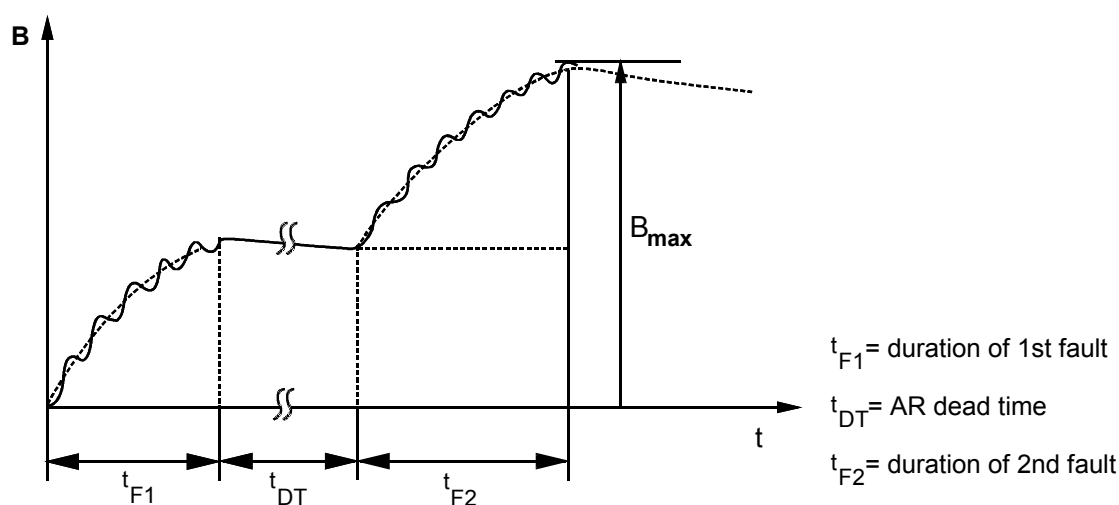


Рис. 5.5: Характер изменения индукции при неуспешном АПВ

Справедливо следующее выражение:

$$\frac{B}{\hat{B}_{\sim}} = \left[1 + \frac{\omega \cdot T_N \cdot T_S}{T_N - T_S} \cdot \left(e^{-\frac{t_{F1}}{T_N}} - e^{-\frac{t_{F1}}{T_S}} \right) \cdot e^{-\frac{t_{DT} + t_{F2}}{T_S}} \right] + \left[1 + \frac{\omega \cdot T_N \cdot T_S}{T_N - T_S} \cdot \left(e^{-\frac{t_{F2}}{T_N}} - e^{-\frac{t_{F2}}{T_S}} \right) \right] \quad (5-13)$$

⁵ Остаточная индукция остается бесконечно долго и она может быть снята лишь размагничиванием. [5-10 - 5-12]

5.4 Классы ТТ ТР

Требования к ТТ в переходном режиме при трансформации тока повреждения с учетом апериодической составляющей определяются стандартом МЭК 60044-6 [5-9]. В рамках указанного стандарта различают четыре класса ТТ в зависимости от конструкции их сердечника:

Класс TPS: ТТ с замкнутым сердечником с очень низким реактивным сопротивлением рассеяния

Способность к трансформации определяется характеристикой намагничивания (напряжением точки излома, намагничивающим током) и сопротивлением вторичной обмотки.

Указанный класс соответствует классу X согласно Британскому стандарту BS3938 (1973 года). Данный класс определен для использования дифференциальной защитой.

Класс TPX: *ТТ с замкнутым сердечником без ограничения остаточной магнитной индукции*

Конструкция данных ТТ идентична конструкции ТТ класса Р согласно стандарту МЭК 60044-1. Классом TPX дополнительно определяются требования к характеристикам в переходном режиме.

Класс TPY: *ТТ с воздушным зазором для снижения уровня остаточной индукции (остаточная индукция $\leq 10\%$)*

Также определяются соответствующие требования, как и для класса TPX.

Класс TPZ: *ТТ с линеаризованным сердечником (остаточная индукция пренебрежимо мала)*

Обозначенная точность справедлива только при трансформации периодической составляющей тока.

При этом характерно сильное затухание апериодической составляющей.

Для обозначенных классов определены следующие предельные погрешности:

Класс	Погрешность при ном. токе:		Максимальное значение величины мгновенной погрешности при предельном значении первичного тока
	токовая	угловая	
TPX	$\pm 0,5\%$	± 30 мин	$\hat{\varepsilon} \leq 10\%$
TPY	$\pm 1,0\%$	± 60 мин	$\hat{\varepsilon} \leq 10\%$
TPZ	$\pm 1,0\%$	$\pm 180 \pm 18$ мин	$\hat{\varepsilon} \leq 10\%$ (периодич. сост.)

Таблица 5.2: Классы ТТ согласно стандарту МЭК 60044-6

ТТ с замкнутым сердечником

ТТ с замкнутым сердечником трансформируют апериодическую и периодическую составляющую в определенном диапазоне значений с высокой точностью. Уровень значения остаточной магнитной индукции для таких ТТ очень высок и может достигать более 80% (рис. 5.6). Практически вся магнитная индукция, возникшая при трансформации тока с апериодической составляющей, сохраняется в сердечнике. Указанная остаточная индукция может быть ликвидирована

только размагничиванием ТТ [5-10 - 5-12].

Вследствие указанного, возможно возникновение такой ситуации, когда при последующем АПВ, в случае неблагоприятного момента замыкания контактов силового выключателя, магнитная индукция удвоится в значении (Рис. 5.7). Таким образом, при использовании функции АПВ необходимо обеспечить выбор ТТ с

в два раза большим сечением магнитопровода.⁶

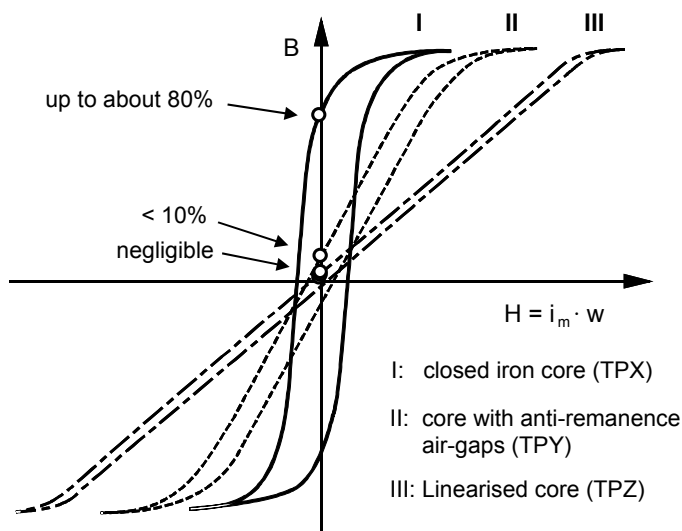


Рис. 5.6: Классы ТТ согласно стандарту МЭК 60044-6, характеристики намагничивания

Большинство из ТТ, предназначенных для целей защиты, - ТТ класса Р (на старых станциях встречается его обозначение как класса 1% и 3%, предшествующее обозначениям 5Р и 10Р). Выбор ТТ, при учете апериодической составляющей тока, выполняется всего лишь в течение 30 лет с тех пор, как были более точно определены характеристики работы ТТ в переходном режиме [5-4-5-7].

ТТ с воздушным зазором

Воздушные зазоры в сердечнике ТТ значительным образом снижают уровень остаточной индукции. В то же время, время размагничивания уменьшается приблизительно до 1 секунды или менее.

Постоянная времени вторичной цепи, однако, не может быть снижена значительным образом, поскольку апериодическая составляющая тока КЗ в таком

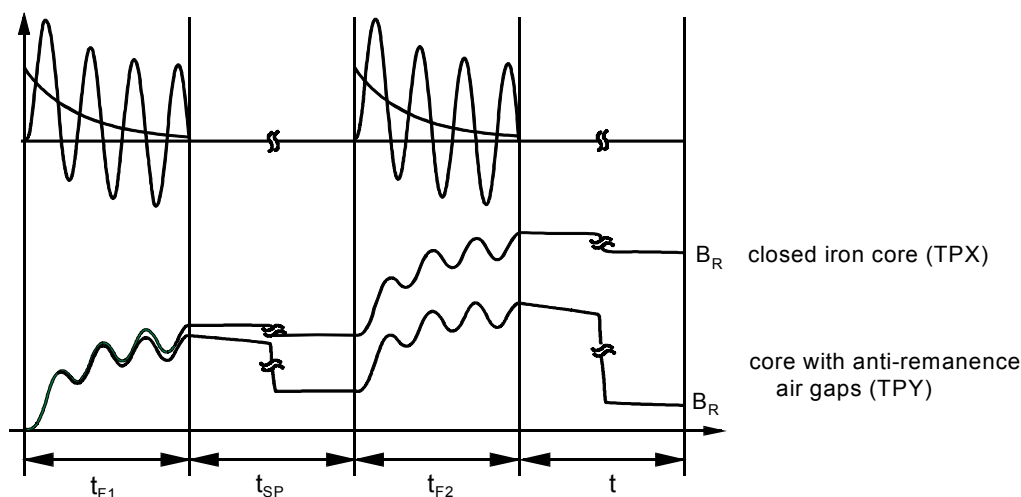


Рис. 5.7: ТТ классов TPX и TPY: намагничивание при неуспешном АПВ

⁶ Здесь не рассматривается возможность выбора ТТ с худшими характеристиками в случае, если допустимо его насыщение до некоторой степени

случае не будет трансформироваться правильным образом. 200 – 300 мс – приблизительно нижний предел по данной величине. ТТ класса TPY, таким образом, только лишь частично размагничивается во время бестоковой паузы (Рис. 5.7).

В случае наличия больших воздушных зазоров (линеаризованные сердечники в соответствии с классом TPZ) апериодическая составляющая тока настолько сильно затухает при трансформации, что имеет место значительно меньшее увеличение магнитной индукции. Сердечник размагничивается менее, чем за 200 мс, так как постоянная времени ТТ составляет приблизительно 60 мс. Указанное означает, что даже за малое время бестоковой паузы к моменту выполнения повторного включения значение магнитной индукции снизится до 0 (рис. 5.8). Вследствие этого, сечение магнитопровода может быть значительно меньшим.

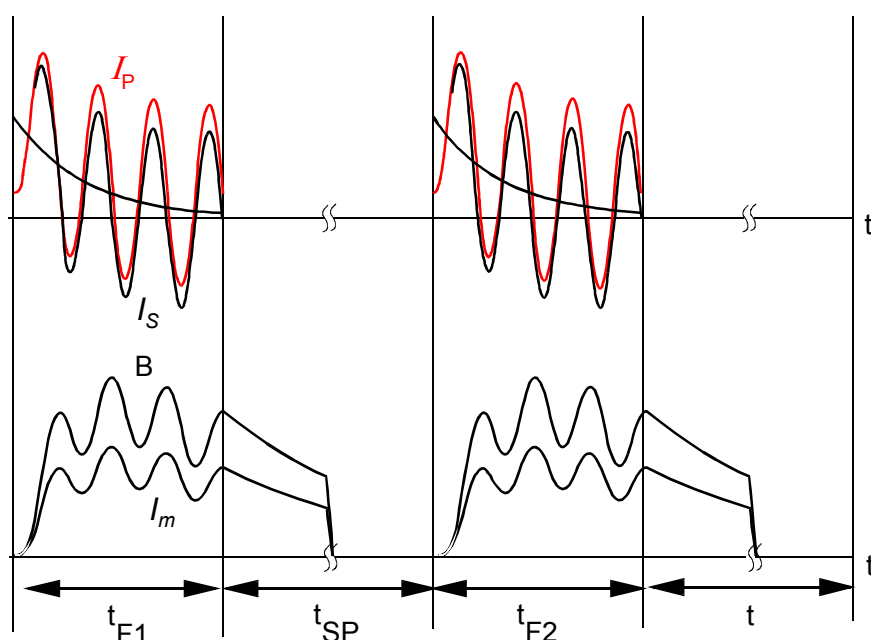


Рис. 5.8: Линеаризованный сердечник ТТ (класс TPZ): изменение магнитной индукции при неуспешном АПВ

При такой конструкции сердечника (сегментированный сердечник) требуется более надежная его механическая фиксация. При этом необходимо осуществить экономическое сопоставление вариантов при учете характерных условий применения (установка ТТ на ОРУ или в КРУЭ).

Сердечник класса TPZ трансформирует только периодическую составляющую тока с определенной точностью. Из-за того, для данного класса характерно подавление апериодической составляющей, то ее трансформация с необходимой точностью невозможна. Линеаризованные сердечники применяются в некоторых европейских странах. В Германии они в основном используются на объектах сверхвысокого напряжения.

Необходимо также отметить, что для ТТ класса TPZ характерно протекание значительного тока размагничивания после отключения повреждения. Первоначальное его значение соответствует намагничивающему току ТТ в момент, когда происходит прерывание тока первичной цепи. Затухание его происходит в

соответствии с постоянной времени вторичной цепи ТТ.

Указанный ток размагничивания обуславливает увеличение времени возврата традиционных устройств защиты, которые имеют чувствительный порог срабатывания по току (например, УРОВ или устройство ОМП). Указанное не оказывает влияния на цифровые устройства защиты, поскольку производится практически полное подавление апериодической составляющей при фильтрации.

5.5 Полярность ТТ

Полярность ТТ необходимо учитывать для обеспечения правильного функционирования дифференциальной защиты.

Если полагается, что первичная и вторичная обмотки намотаны вокруг сердечника в одном и том же направлении, тогда справедливы условия, приведенные на рис. 5-9. Токи i_1 и i_2 протекают в различных направлениях. Напряжения на обмотках имеют одну и ту же полярность (направление). Данное правило также используется во всей книге.

Для однозначности на обмотках также могут быть показаны отметки полярности (точка, квадрат или же крест) (рис. 5.9). Тогда правило трактуется следующим образом: вторичный ток вытекает из обозначенной точки, когда первичный ток втекает в точку, обозначенную соответствующим образом (американская практика).

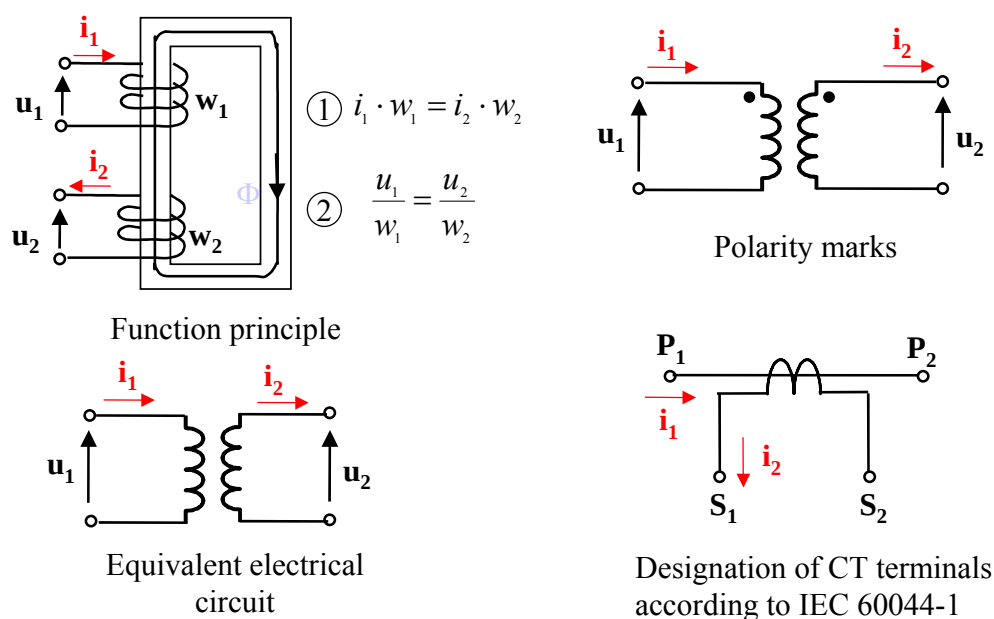
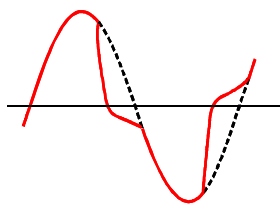


Рис. 5.9: Полярность ТТ

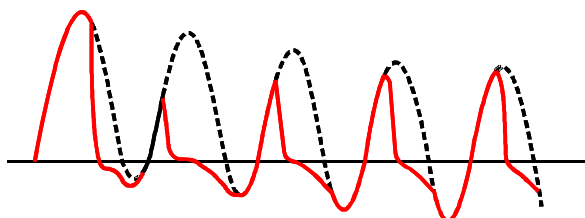
Указанное оказывается полезным, когда на первичной схеме обмотки показаны в разных местах.

Рис. 5.9 иллюстрирует принятые обозначения для ТТ по стандарту МЭК 60044-1. Согласно ему, выводы P1 и S1 должны быть однополярными.

Таким образом, вторичный ток должен вытекать из вывода S1 тогда, когда первичный ток втекает в вывод P1.



symmetrical saturation with pure AC current



asymmetrical saturation with off-set current

Рис. 5.10: Насыщение ТТ

5.6 Погрешности ТТ

До тех пор, пока ТТ работает в линейном диапазоне характеристики намагничивания, полная погрешность мала и ее влияние на дифференциальную защиту пренебрежимо мало. Указанное, в частности, справедливо, для дифференциальной защиты с торможением, когда уставка срабатывания автоматически увеличивается с увеличением измеряемого тока. Ситуация кардинальным образом изменяется, когда магнитная индукция выходит за точку излома характеристики намагничивания и намагничивающий ток резко увеличивается, другими словами, ТТ насыщается. В данном случае возникают значительные погрешности, которые могут привести к неправильной работе защиты.

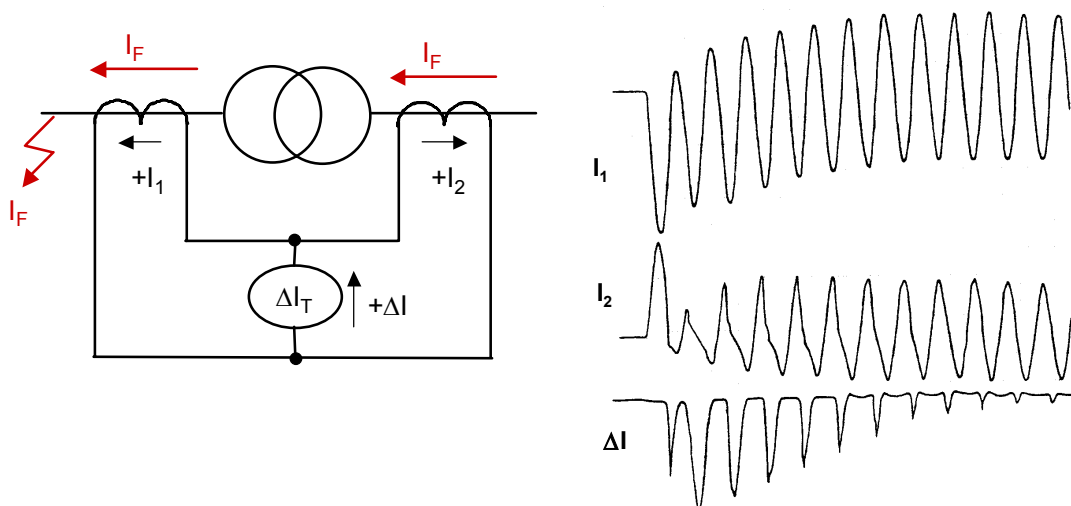


Рис. 5.11: Дифференциальная защита: Внешнее КЗ при насыщении ТТ

Насыщение ТТ

Насыщение может быть обусловлено только периодической составляющей тока, когда ее значение превышает пороговое значение тока (рис. 5.10, верхний). Насыщение характерно для ТТ с такими характеристиками, что рабочая предельная кратность $ALF' < I_F/I_N$.

Более вероятным является насыщение ТТ из-за наличия апериодической составляющей (рис. 5.10, нижний), когда магнитная индукция значительным образом увеличивается (см. рис. 5.3).

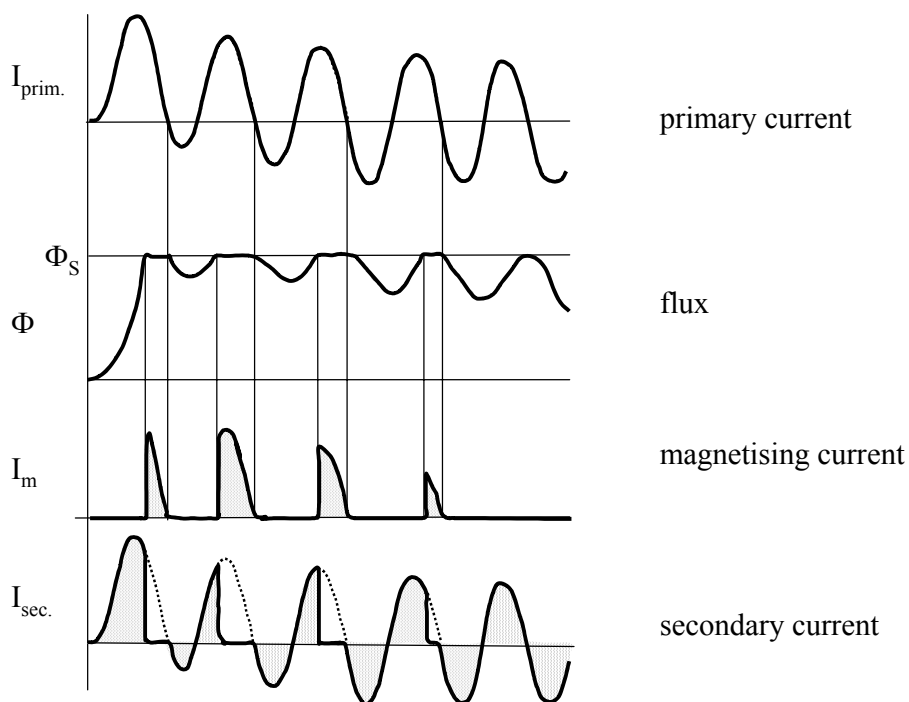


Рис. 5-12: Насыщение ТТ в переходном режиме

Отсутствующие части сигнала вторичного тока соответствуют намагничивающему току ТТ. Если предполагается, что на другом конце защищаемого объекта, ТТ работает в режиме без насыщения и правильным образом трансформирует ток, тогда, в случае внешнего КЗ (при протекании сквозного тока КЗ) неверная трансформация тока ТТ работающего с насыщением, будет приводить к возникновению дифференциального тока (рис. 5.11).

На рис. 5-12 изображены характерные сигналы тока повреждения при насыщении ТТ.

В связи с наличием значительного тока повреждения с самого начала характерно резкое увеличение магнитной индукции. Когда значение магнитной индукции достигает значения магнитной индукции насыщения, вторичный ток резко снижается до меньшего тока (который носит характер опережающего по фазе тока).

Первичный ток будет вновь правильным образом трансформироваться во вторичную обмотку, когда магнитный поток будет отрицательным. Видно, что характерна последовательность из интервалов соответствующих наличию насыщения и отсутствию такового. С затуханием апериодической составляющей тока продолжительность интервалов, когда трансформатор тока не насыщен, увеличивается. Увеличение наблюдается до тех пор, пока насыщения не будет

происходить вовсе.

Погрешности, возникающие при малой степени насыщения, учитываются торможением. При более глубоких степенях насыщения ТТ необходимо принятие особых мер (использование детектора насыщения с дополнительным торможением или действием на блокировку защиты) для исключения нежелательных срабатываний защиты.

Уменьшение апериодической составляющей тока

У ТТ с замкнутыми сердечниками постоянная времени вторичной цепи составляет несколько секунд. Таким образом, апериодическая составляющая тока КЗ трансформируется верным образом.

У ТТ с линеаризованными сердечниками напротив постоянная времени вторичной цепи незначительна (60 мс). Таким образом, апериодическая составляющая затухает очень быстро и даже принимает отрицательные значения.

При подключении дифференциальной защиты к ТТ разных классов (ТРХ и ТРЗ) протекание сквозного тока КЗ приводит к возникновению дифференциального тока, обусловленного различием апериодической составляющей тока от двух ТТ. При малом значении уставки (что характерно при реализации дифференциальной защиты генератора или трансформатора) указанное может привести к нежелательному срабатыванию, если защитой не предусмотрен фильтр. Указанное, однако, не является проблемой для цифровых устройств защиты, где используется фильтрация согласно алгоритму Фурье.

5.7 Выбор ТТ

Требуемая рабочая предельная кратность может быть определена согласно выражению:

$$ALF' = \frac{I_F}{I_N} \cdot K_{TF} \cdot K_{Rem}. \quad (5-14)$$

Тогда соответствующая номинальная предельная кратность равна:

$$ALF = \frac{R_{CT} + R_B}{R_{CT} + R_N} \cdot ALF' = \frac{P_i + P_B}{P_i + P_N} \cdot ALF' \quad (5-15)$$

Отношение I_F/I_N должно учитывать максимально возможный ток повреждения, который может возникнуть. Часто здесь используется номинальный ток короткого замыкания станции.

K_{TF} - коэффициент запаса, который учитывает одностороннее намагничивание сердечника ТТ при наличии апериодической составляющей в токе повреждения.

$K_{Rem.}$ – коэффициент запаса, учитывающий остаточную индукцию. Вычисляется при помощи коэффициента остаточной индукции K_r :

$$K_{Rem.} = 1 / (1 - K_r) \quad (5-16)$$

Коэффициент запаса K_{TF}

В большинстве случаев, данный коэффициент необходимо учитывать при определении требуемой предельной кратности ТТ.

Первоначально рассматриваются стандартные ТТ с замкнутым магнитопроводом классов 5Р или 10Р. Для них характеристики переходного режима определяются согласно классу ТРХ.

Постоянная времени вторичной цепи ТТ $T_S = L_m / \Sigma R_2$ в данном случае всегда значительна по сравнению с постоянной времени системы T_N . Обычно постоянная времени T_S на несколько секунд больше, в то время, как постоянная времени системы лишь в исключительных случаях превышает значение в 100 мс.

Выражение (5-8) является упрощенным, где $T_S \gg T_N$:

$$K_{TF} = \frac{B_{max.}}{\hat{B}_{\sim}} = 1 + \omega \cdot T_N \quad (5-17)$$

Для обеспечения возможности трансформации тока с апериодической составляющей без насыщения при выборе ТТ необходимо учитывать указанный коэффициент запаса:

$$K_{TF} = \frac{B_{max.}}{\hat{B}_{\sim}} = 1 + \omega \cdot T_N = 1 + \frac{X_N}{R_N} = 1 + \frac{X_S + X_L}{R_S + R_L} \quad (5-18)$$

В выражении, представленном выше, T_N – постоянная времени апериодической составляющей, вычисляемая по известным значениям сопротивлений источника (X_S , R_S) и линии (X_L , R_L).

Отношение X/R при близких КЗ к генераторам и силовым трансформаторам, а также на СВН в общем случае достаточно значительно, поэтому коэффициенты запаса K_{TF} в таких случаях принимают значение 30 (при $T_N = 100$ мс), а также могут достигать еще больших значений.

Установка ТТ с более значительной номинальной предельной кратностью (и в целом с лучшими характеристиками) порой невозможна, что обуславливается их высокой стоимостью. При установке ТТ в ЗРУ (например, КРУЭ), где они должны находиться в закрытом помещении, ограниченный объем пространства не позволяет выполнить установку подобных ТТ со значительными габаритными размерами.

Если, вместо наличия обязательного требования по трансформации тока повреждения без насыщения ТТ, допускается его насыщение через определенное время, тогда могут быть выбраны ТТ с меньшей номинальной предельной кратностью.

Минимальное время трансформации тока без насыщения определяется различными критериями:

- При внутренних КЗ минимальное время трансформации тока без насыщения ТТ (минимальное окно данных, в пределах которого форма первичного тока воспроизводится с требуемой точностью) должно определяться согласно алгоритму измерения защиты. Для дистанционной защиты указанное время

должно составлять 25 мс, особенно, если необходимо максимально точное определение места повреждения. Для дифференциальной защиты, напротив, допустимо меньшее время, к примеру, равное 5 мс.

- При внешних КЗ устойчивость функционирования защиты обеспечивается в том случае, если ТТ правильным образом трансформирует сквозной ток до тех пор, пока оно не будет ликвидировано. В данном случае указанное время определяется согласно собственному времени срабатывания защиты и собственному времени отключения выключателя. На объектах СВН данное время приблизительно равно 100 мс. При использовании устройств, оснащенных детектором насыщения, что подробно описано в разделе 4.2.4, дифференциальная защита допускает меньшие времена трансформации тока без насыщения, поскольку ТТ должен трансформировать ток верным образом лишь до тех пор, пока не будет возможным обнаружение насыщения. В таком случае, например, для устройства дифференциальной защиты шин 7SS52 достаточно времени в 3 мс.

Коэффициент запаса K_{TF}' для случая, когда необходимо обеспечить правильную трансформацию тока лишь в течение определенного времени, вычисляется согласно выражению (5-7), если увеличение магнитной индукции ограничивается временем t_M :

$$K_{TF}' = 1 + \frac{\omega \cdot T_N \cdot T_S}{T_N - T_S} \cdot \left(e^{-\frac{t_M}{T_N}} - e^{-\frac{t_M}{T_S}} \right) \quad (5-19)$$

Для ТТ с замкнутым магнитопроводом, когда справедливо соотношение $T_S \gg T_N$, можно воспользоваться упрощенным выражением:

$$K_{TF}' = 1 + \omega \cdot T_N \cdot e^{-\frac{t_M}{T_N}} \quad (5-20)$$

На рис. 5-13 приведено графическое представление данного выражения. Требуемая предельная кратность ТТ может быть значительно снижена, если время t_M , в течение которого требуется трансформация тока без насыщения, значительно меньше постоянной времени системы.

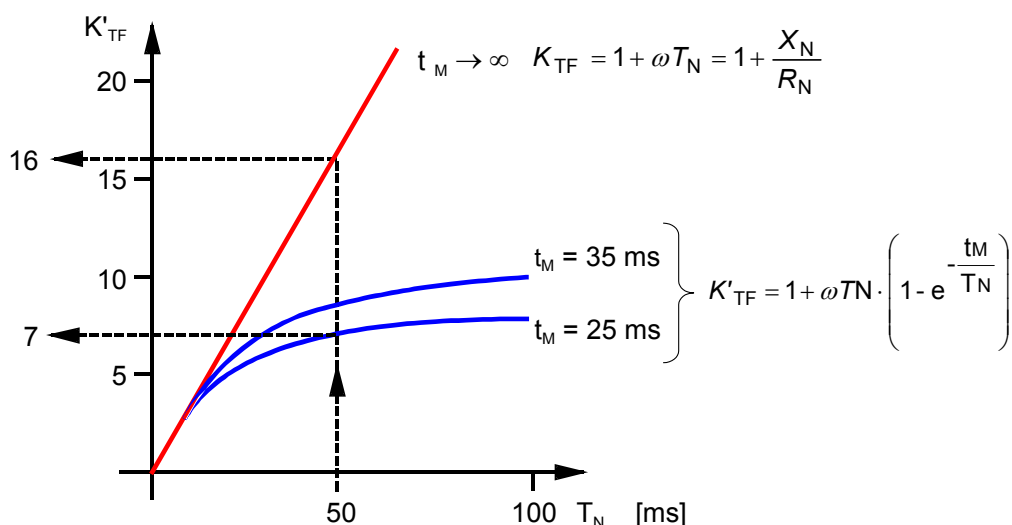


Рис. 5.13: Коэффициент запаса для ТТ с ограниченным временем работы без насыщения

Например, отчетливо видно снижение с $K_{TF} = 16$ до $K_{TF}' = 7$.

В выражениях (5-19) и (5-20) периодическая составляющая магнитной индукции принята имеющей амплитудное значение равное 1. Указанное является хорошей аппроксимацией, когда протекание тока продолжается длительное время, поскольку в этом случае аperiodическая составляющая магнитной индукции определяет коэффициент запаса и в результате получаются большие значения K_{TF} или K_{TF}' .

Однако, если время до насыщения незначительно, периодическая составляющая магнитного потока имеет тот же порядок, что и амплитуда аperiodической составляющей и может быть даже больше в случаях, когда рассматриваются очень малые времена - меньшие 5 мс – трансформации без насыщения. В таком случае необходимо учитывать синусоидальное изменение периодической составляющей магнитного потока, т.е. должно быть принято полное выражение, характеризующее изменение магнитного потока. Соответствующий коэффициент запаса K_{TF}'' тогда вычисляется согласно следующему выражению:

$$K_{TF}''(t_M, T_N) = \omega \cdot T_N \cdot \cos\Theta(t_M, T_N) \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_M}{T_N}}\right) + \sin\Theta(t_M, T_N) - \sin(\omega \cdot t_M + \Theta(t_M, T_N)) \quad (5-21)$$

Здесь Θ - угол возникновения повреждения, при котором характерно максимальное значение коэффициента запаса K_{TF}'' , в зависимости от требуемого времени работы ТТ без насыщения и постоянной времени аperiodической составляющей T_N тока повреждения.

$$\Theta(t_M, T_N) = \arccos \left[\frac{1}{1 + \frac{1 - \cos(\omega \cdot t_M)}{\omega \cdot T_N \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_M}{T_N}}\right) - \sin(\omega \cdot t_M)}}} \right]^2 \quad (5-22)$$

Угол θ вычисляется согласно выражению (5-22) в случаях, когда постоянная времени $T_N \geq 10$ ms. При постоянных времени, равных менее 10 мс, в каждом случае необходимо осуществлять проверку того, что угол θ , при котором значение корня отрицательно, не соответствует большему значению коэффициента K_{TF} (см. рис. 5.14).

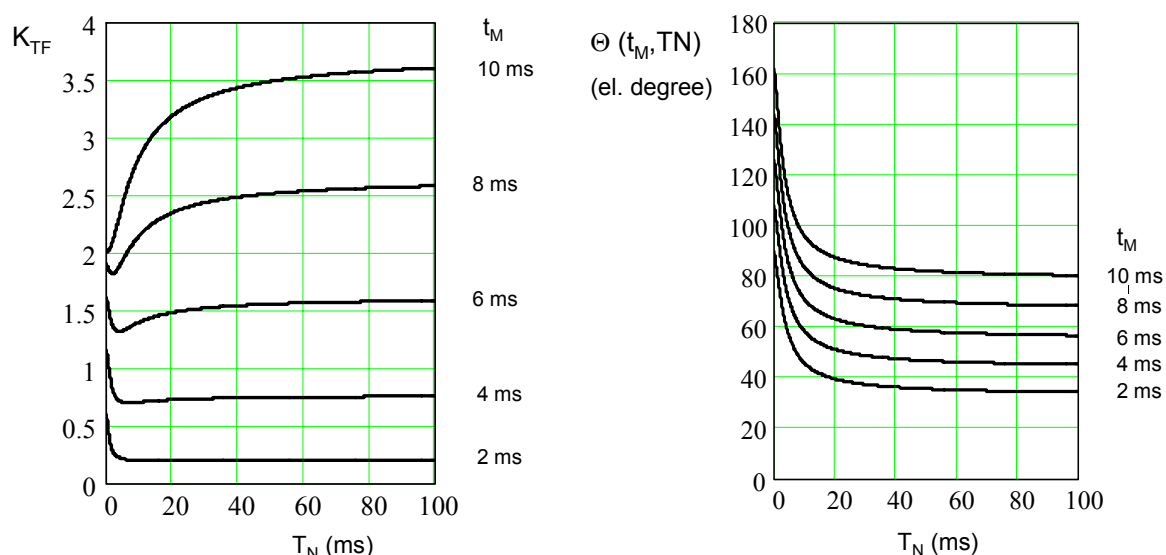


Рис. 5.14: Коэффициент запаса K_{TF} и соответствующий угол возникновения повреждения

Эквивалентная постоянная времени

Если имеется несколько источников питания и постоянные времени отличаются, тогда выбор ТТ может быть выполнен при учете токов повреждения от каждого источника и соответствующих постоянных времени, путем вычисления эквивалентной постоянной времени [5-13]:

$$T_{equivalent} = \frac{I_{F1} \cdot T_1 + I_{F2} \cdot T_2 + \dots + I_{Fn} \cdot T_n}{I_{F1} + I_{F2} + \dots + I_{Fn}} \quad (5-23)$$

Она определяет область существования апериодической составляющей эквивалентную области, определяемой суммой отдельных токов (характерно то же увеличение магнитного потока и, тем самым, та же требуемая предельная кратность ТТ). Выражение (5-23), на самом деле, применимо только для всей области существования повреждения ($t \rightarrow \infty$). Если насыщение может проис-

ходить спустя незначительное время, тогда необходимо вычислить эквивалентную постоянную времени для этого небольшого интервала. При использовании приведенного выражения результирующая требуемая предельная кратность получается немного большей и, тем самым, обеспечивается устойчивая работа ТТ. В примере 8-5, раздел 8.5 применяется данное выражение.

Коэффициент запаса K_{Rem}

Для ТТ с замкнутым магнитопроводом остаточная индукция может составлять порядка 80% ($K_r = 0.8$). Тогда до насыщения требуется всего лишь 20% увеличение магнитной индукции (см. рис. 5.6) и номинальная предельная кратность тогда должна быть увеличена в K_{Rem} раз ($K_{Rem} = 1/(1 - K_r) = 5$).

Выбор ТТ на практике

Существует незначительное число статистических анализов, где производится учет частоты и амплитуды апериодической составляющей тока повреждения и уровня остаточной магнитной индукции ТТ.

100% содержание апериодической составляющей (момент возникновения КЗ при прохождении напряжения приблизительно через ноль) характерно очень редко (существует низкая вероятность при ударах молнии).

В общем случае процентное содержание апериодической составляющей меньше 70%. [5-14]

Для анализа уровня остаточной индукции ТТ представляется возможным обратиться лишь к канадскому исследованию, согласно которому большие значения остаточной индукции в 60 - 79% были выявлены в 27 % ТТ из 141.

Наихудший случай, когда характерно наложение максимальной апериодической составляющей и максимальной остаточной индукции, на практике достаточно редок. В таком случае, если предусматривается использование ТТ с замкнутым магнитопроводом, то такой ТТ получится очень громоздким и дорогостоящим. Поэтому такие условия обычно не рассматриваются на практике. В целом, остаточная индукция учитывается только при выборе ТТ, устанавливаемых на СВН. Для учета возможного выполнения повторного включения на устойчивое КЗ (см. рис. 5.7) производится выбор ТТ с такими характеристиками, чтобы он допускал работу без насыщения в следующем цикле: В-О-В-О. Для этой цели применяются ТТ с воздушными зазорами класса TPY или TPZ. Требуемая предельная кратность ТТ определяется на основании характера изменения магнитной индукции, представленного на рис. 5-5, вычисляемого согласно выражению (5-13). Стандарт МЭК 60044-6 приводит подробные рекомендации по выполнению таковых расчетов с представлением примеров.

При выборе данных ТТ необходимо опираться на рекомендации фирм-производителей используемых устройств защиты. Согласно этим рекомендациям определяются либо минимальная требуемая предельная кратность, либо соответствующее напряжение точки излома для максимального сквозного тока КЗ и согласно минимальному требуемому времени работы без насыщения после возникновения КЗ. В случае выбора ТТ, используемых дифференциальной защитой линии, зачастую дополнительным требованием является то, чтобы требуемые предельные кратности для ТТ двух концов линии не отличались значительным образом.

Стабильность функционирования защиты при протекании сквозного тока КЗ (режим внешнего КЗ)

Рассмотрение данного условия является необходимым при выборе ТТ, используемых дифференциальной защитой. В целом, требуется обеспечить минимальную предельную рабочую кратность, которая зависит от величины максимального сквозного тока КЗ:

$$ALF' \geq K_{TF} \cdot \frac{I_{F - \text{max.} - \text{through fault}}}{I_{N - CT}} \quad (5-24)$$

Для большинства устройств дифференциальной защиты компании Siemens определяется только $K_{TF} > 1$, т.к. ТТ должен трансформировать максимальную периодическую составляющую сквозного тока КЗ без насыщения. Таким образом, при наличии апериодической составляющей допускается значительная степень насыщения.

При реализации дифференциальной защиты шин ситуация оказывается более сложной, поскольку токи повреждения от нескольких источников питания втекают в защищаемый объект по отдельным присоединениям и вытекают из него, как сумма токов КЗ от всех источников питания через поврежденное присоединение. Таким образом, устройство дифференциальной защиты шин должно допускать значительную степень насыщения ТТ. Для дифференциальной защиты шин компании Siemens 7SS52, к примеру, допускается правильная трансформация тока лишь в течение 3 мс для обеспечения устойчивого несрабатывания. Указанное соответствует коэффициенту $K_{TF} \geq 0.5$, что означает, что ТТ должен быть способен трансформировать половину максимального суммарного тока повреждения.

Устойчивость срабатывания при внутренних КЗ

В данном случае необходимо требуется обеспечить правильную трансформацию тока без насыщения в течение устанавливаемого минимального времени для возможности формирования команды отключения без выдержки времени. Если ток КЗ достаточно значителен, указанное может явиться определяющим условием. Примером может служить дифференциальная защита силового трансформатора. В случае внутреннего КЗ близкого к вводам будет характерен очень большой ток КЗ, тогда, как в случае внешнего КЗ ток будет значительно меньше в связи с тем, что в таком случае производится учет сопротивления силового трансформатора.

Более подробные рекомендации по выбору ТТ приведены в документации по устройствам защиты или в указаниях по расчетам, предоставляемых фирмами-производителями. [5-15]

В следующей таблице приведены рекомендации компании Siemens для их устройств защиты:

Тип защиты	Требования при внутренних КЗ	Требования при внешних КЗ
Дифференциальная защита генератора, силового трансформатора. Устройства 7UM6, 7UT6.	Время работы без насыщения $t_{SF} \geq 4$ мс, соответствует $K_{TF} \geq 0.75$	Время работы без насыщения $t_{SF} \geq 5$ мс, соответствует $K_{TF} \geq 1.2$

5. Измерительные трансформаторы тока

Дифференциальная защита линии с использованием цифровых каналов связи. Устройства 7SD52, 7SD61.	Время работы без насыщения $t_{SF} \geq 3$ мс, соответствует $K_{TF} \geq 0.5$	Время работы без насыщения $t_{SF} \geq 5$ мс, соответствует $K_{TF} \geq 1.2$
Дифференциальная защита линии с использованием проводных каналов связи. Устройства 7SD502/600, 7SD503.	Время работы без насыщения $t_{SF} \geq 5$ мс, соответствует $K_{TF} \geq 1.2$	$K_{TF} \geq 1$ Симметрия ТТ: $3/4 \leq ALF_1' / ALF_2' \leq 4/3$
Дифференциальная токовая защита (дифференциально-фазная). Устройство 7SD51.	Время работы без насыщения $t_{SF} \geq 5$ мс, соответствует $K_{TF} \geq 1.2$	$K_{TF} \geq 1$ Симметрия ТТ: $1/3 \leq ALF_1' / ALF_2' \leq 3 *$
Дифференциальная защита шин. Устройства 7SS50/51, 7SS52.	Время работы без насыщения $t_{SF} \geq 3$ мс соответствует $K_{TF} \geq 0.5$	Время работы без насыщения $t_{SF} \geq 3$ мс соответствует $K_{TF} \geq 0.5$
Дифференциальная защита шин. Устройство 7SS600.	Время работы без насыщения $t_{SF} \geq 4$ мс соответствует $K_{TF} \geq 0.75$	Время работы без насыщения $t_{SF} \geq 4$ мс соответствует $K_{TF} \geq 0.75$

*) при одинаковых коэффициентах трансформации на обоих концах

Табл. 5-3: Требования к ТТ, предназначенных для использования цифровыми устройствами дифференциальной защиты

Пример 5-2: Выбор ТТ на практике

Задача: Необходимо выбрать ТТ, предназначенные для использования цифровыми устройствами защиты участка сети, представленного на рис. 5-15.

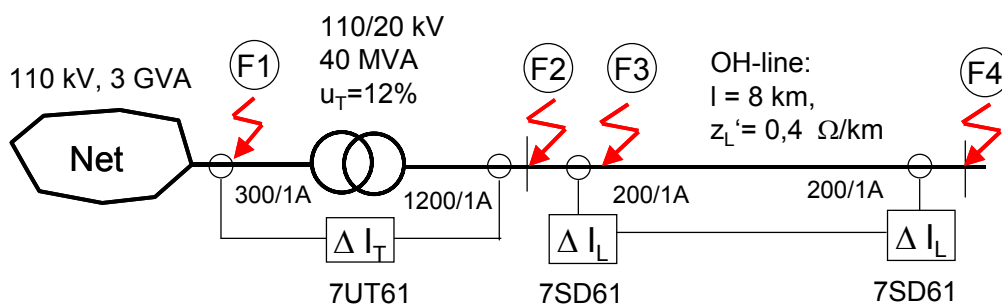


Рис. 5-15: Однолинейная схема и данные для примера 5-2: Выбор ТТ

Решение: В первую очередь производится расчет сопротивлений схемы замещения.

Сопротивления, приведенные к стороне 110 кВ:

$$\text{Network: } Z_N = \frac{U_N^2 [kV^2]}{SCC^{\text{MVA}}} = \frac{110^2}{3000} = 4.03 \Omega$$

$$\text{Transforme r: } Z_T = \frac{U_N^2 \left[\text{kV}^2 \right]}{P_{N-T} \left[\text{MVA} \right]} \cdot \frac{u_T [\%]}{100} = \frac{110^2}{40} \cdot \frac{12\%}{100} = 36.3 \, \Omega$$

Сопротивления, приведенные к стороне 20 кВ:

$$\text{Network: } Z_N = \frac{U_N^2 \left[\text{kV}^2 \right]}{SCC'' \left[\text{MVA} \right]} = \frac{20^2}{3000} = 0.13 \, \Omega$$

$$\text{Transforme r: } Z_T = \frac{U_N^2 \left[\text{kV}^2 \right]}{P_{N-T} \left[\text{MVA} \right]} \cdot \frac{u_T [\%]}{100} = \frac{20^2}{40} \cdot \frac{12\%}{100} = 1.2 \, \Omega$$

$$\text{Line: } Z_L = l \left[\text{km} \right] \cdot z_L' \left[\Omega/\text{km} \right] = 8 \cdot 0.4 = 3.2 \, \Omega$$

Для мест повреждения F1 - F4 вычисляются соответствующие токи КЗ (приведенные к сторонам 110 кВ и 20 кВ):

$$I_{F1-110kV} = \frac{1.1 \cdot U_N / \sqrt{3}}{Z_N} = \frac{1.1 \cdot 110kV / \sqrt{3}}{4.03 \, \Omega} = 17.3 \, \text{kA}$$

$$I_{F2-110kV} = \frac{1.1 \cdot U_N / \sqrt{3}}{Z_N + Z_T} = \frac{1.1 \cdot 110kV / \sqrt{3}}{4.03 \, \Omega + 36.3 \, \Omega} = 1.73 \, \text{kA}$$

$$I_{F3-20kV} = \frac{1.1 \cdot U_N / \sqrt{3}}{Z_N + Z_T} = \frac{1.1 \cdot 20kV / \sqrt{3}}{0.13 \, \Omega + 1.2 \, \Omega} = 9.55 \, \text{kA}$$

$$I_{F4-20kV} = \frac{1.1 \cdot U_N / \sqrt{3}}{Z_N + Z_T + Z_L} = \frac{1.1 \cdot 20kV / \sqrt{3}}{0.13 \, \Omega + 1.2 \, \Omega + 3.2 \, \Omega} = 2.8 \, \text{kA}$$

Выбор ТТ для дифференциальной защиты силового трансформатора:

Сторона 110 кВ:

Согласно таблице 5-3 требований к ТТ, используемым устройством защиты 7UT61 имеем:

Условие 1: $K_{TF} \geq 0.75$ (трансформация без насыщения в течение 4 мс) при внутренних КЗ.

Тогда, требуемая предельная кратность равна:

$$ALF_1' = K_{TF} \cdot \frac{I_{F1-110kV}}{I_N} = 0.75 \cdot \frac{17300}{300} = 43$$

Условие 2: $K_{TF} \geq 1.2$ для внешних КЗ.

Соответствующая требуемая кратность равна

$$ALF_2' = K_{TF} \cdot \frac{I_{F2-110kV}}{I_N} = 1.2 \cdot \frac{1730}{300} = 7$$

Необходимо выбрать ТТ согласно условию 1 (согласно требуемой предельной кратности ALF_1').

Первоначально выбираем ТТ со следующими характеристиками:

5Р?, 300/1А, 10 ВА, внутренняя нагрузка 2 ВА.

Подключенная нагрузка (вторичных кабелей и устройства защи-

ты) составляет приблизительно 2.5 ВА.

Тогда требуемая номинальная предельная кратность должна составлять:

$$ALF \geq \frac{P_i + P_{actual}}{P_i + P_{rated}} \cdot ALF' = \frac{2 + 2.5}{2 + 10} \cdot 43 = 16.1$$

Выбираем ТТ со следующими характеристиками: 300/1А, 5Р20, 10 ВА, $R_{CT} \leq 2 \text{ Ом}$ ($P_i \leq 2 \text{ ВА}$)

Сторона 20 кВ:

Предполагается выбор ТТ с одинаковой предельной кратностью ALF' на обеих сторонах силового трансформатора для обеспечения большей степени устойчивости функционирования при возникновении внешних КЗ:

1200/1А, 5Р20, 10 ВА, $R_{CT} \leq 2 \text{ Ом}$ ($P_i \leq 2 \text{ ВА}$)

Выбор ТТ для дифференциальной защиты линии:

Требования, накладываемые на ТТ, используемые устройством защиты 7SD61 определяются из таблицы 5-3:

Условие 1: $K_{TF} \geq 0.5$ (время работы без насыщения 3 мс) для случая внутренних КЗ.

Таким образом, требуемая предельная кратность составляет:

$$ALF_3' = K_{TF} \cdot \frac{I_{F3-20kV}}{I_N} = 0.5 \cdot \frac{9550}{200} = 24$$

Условие 2: $K_{TF} \geq 1.2$ для случая внешнего КЗ.

Соответствующая требуемая предельная кратность равна:

$$ALF_4' = K_{TF} \cdot \frac{I_{F4-20kV}}{I_N} = 1.2 \cdot \frac{2800}{200} = 16.8$$

Необходимо выбрать ТТ согласно условию 1 (согласно требуемой предельной кратности ALF_3').

Должен быть использован ТТ 400/1А, 5 ВА, 5Р?, внутренняя нагрузка $\leq 1 \text{ ВА}$.

Подключенная нагрузка предполагается равной 0.5 ВА, поскольку расстояние от РЩ до ТТ, установленного на ОРУ, принято незначительным (длина контрольных кабелей мала).

$$ALF \geq \frac{P_i + P_{actual}}{P_i + P_{rated}} \cdot ALF' = \frac{1 + 0.5}{1 + 5} \cdot 24 = 6$$

Выбирается ТТ со следующей большей номинальной предельной кратностью ($ALF = 10$):

400/1А, 5Р10, 5 ВА, $R_{CT} \leq 1 \text{ Ом}$ ($P_i \leq 1 \text{ ВА}$)

5.8 Промежуточные ТТ

При использовании традиционных устройств защиты промежуточные ТТ зачастую используют для компенсации неравенства коэффициентов трансформации и для учета группы соединения обмоток силового трансформатора. Они также применяются для реализации гальванической развязки в токовых цепях.

В цифровых устройствах защиты выравнивание коэффициентов трансформации и учет группы соединения обмоток силового трансформатора выполнены на программном уровне, поэтому использовать промежуточные ТТ в общем случае не требуется. Однако в частных случаях их использование все же может потребоваться, если компенсация на программном уровне оказывается недостаточно эффективной. Кроме того, промежуточные ТТ до сих пор используются при реализации защиты в специфических случаях.

Выравнивание коэффициентов трансформации

Ток трансформируется пропорционально обратному отношению витков согласно закону Ампера (рис. 5-16):

$$\underline{I}_1 \cdot w_1 = \underline{I}_2 \cdot w_2 \quad \text{или} \quad \underline{I}_2 = \frac{w_1}{w_2} \cdot \underline{I}_1 \quad (5-25)$$

Подходящим выбором выводов ток может быть принят равным или противоположным по фазе исходному току.

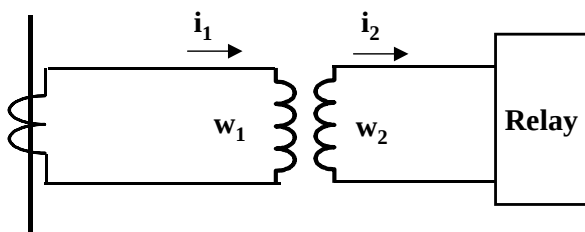


Рис. 5.16: Использование промежуточного ТТ с отдельной обмоткой

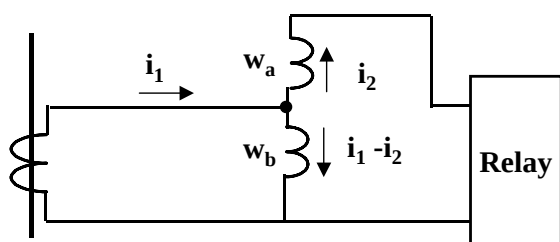


Рис. 5-17: Выравнивание коэффициента трансформации при помощи пром. ТТ

Если гальваническая развязка не обязательна, тогда промежуточный ТТ также может являться автотрансформатором. В таком случае число витков может быть уменьшено при сохранении того же напряжения на обмотке. Потери (внутренняя нагрузка) при этом также уменьшаются (рис. 5-17). Таким образом, характерно следующее соотношение:

$$w_a \cdot I_2 = w_b \cdot (I_1 - I_2)$$

$$\text{или} \quad \underline{I}_2 = \frac{w_b}{w_a + w_b} \cdot \underline{I}_1 \quad (5-26)$$

Для данного коэффициента трансформации отношение числа витков может быть вычислено согласно следующему выражению:

$$\frac{w_a}{w_b} = \frac{I_1 - I_2}{I_2} \quad (5-27)$$

Указанные выражения применимы к случаю, когда I_2 меньше, чем I_1 . Если I_2 больше, чем I_1 , тогда I_1 и I_2 необходимо поменять местами в выражении (обратное подключение промежуточного ТТ).

Пример 5-3: Сравнение вариантов использования промежуточного ТТ с отдельной обмоткой и автотрансформатора

Задача: Коэффициент трансформации ТТ присоединения должен быть скорректирован с 600/1 на 400/1 для дифференциальной защиты. При этом должен быть использован промежуточный ТТ 4AM5170-7AA (данные приведены на рис. 5.33 далее). Нагрузка устройства защиты и подключенных контрольных кабелей составляет 1 ВА.

Использование какого промежуточного ТТ предпочтительней? (обеспечение гальванической развязки необязательно)
На рис. 5.18 приведено две возможных схемы подключения.

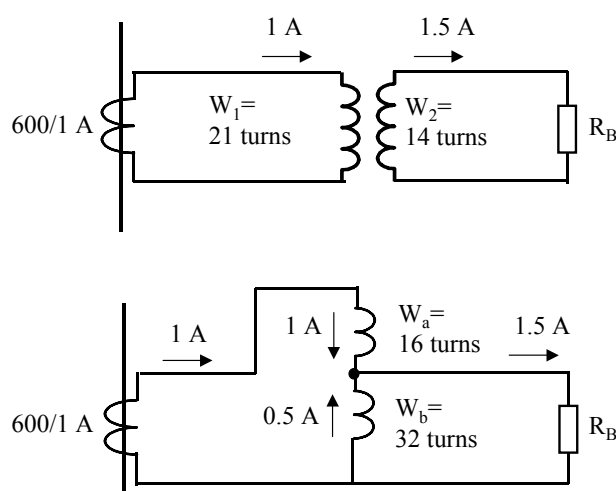


Рис. 5.18: Промежуточный ТТ: Схемы подключения

Решение: Подключение промежуточного ТТ с отдельной обмоткой:

Адаптация коэффициента трансформации с 600/1 А на 400/1 А означает, что вторичный ток должен трансформироваться с коэффициентом 1.5. Указанное соответствует отношению числа витков 3 к 2. 2 раза по 16 витков промежуточного ТТ предназначены для тока 1 А и, тем самым, могут быть использованы только на первичной стороне.

Методом проб и ошибок отношение 21 (1+2+2+16) витка к 14 (7+7) виткам определено подходящим.

Сопротивление первичной обмотки составляет:

$$R_{1i} = 0.013 + 0.025 + 0.025 + 0.75 = 0.813 \, \Omega$$

Тогда сопротивление вторичной обмотки:

$$R_{2i} = 0.08 + 0.08 = 0.16 \, \Omega$$

Внутреннее падение напряжения на обмотке (напряжение при номинальном токе ТТ $I_N = 600 \, \text{A}$) составляет:

$$e_{2-wndg.} = E_2 / w_2 = I_1 \cdot \frac{w_1}{w_2} \cdot (R_{2i} + R_B) / w_2 = 1 \, \text{A} \cdot \frac{21}{14} \cdot (0.16 \, \Omega + 1 \, \Omega) / 14 = 0.124 \, \text{V}$$

Внутренние потери составляют:

$$P_1 = R_{1i} \cdot i_1^2 + R_{2i} \cdot i_2^2 = 0.813 \cdot 1^2 + 0.16 \cdot 1.5^2 = 1.17 \text{ VA}$$

Подключение автотрансформатора

Требуемый коэффициент трансформации для вторичного тока с 1А до 1.5А применим также и здесь.

Таким образом, согласно выражению (5-27) и заменой I_1 на I_2 получаем следующее:

$$\frac{w_a}{w_b} = \frac{I_2 - I_1}{I_1} = \frac{1.5 - 1.0}{1.0} = 0.5$$

В этом случае могут быть использованы все обмотки, поскольку ток в обмотках не будет превышать 1 А, когда номинальный ток протекает по первичной стороне.

Отношение $w_a/w_b=16$ (16) к 32 (2+7+7+16) использует почти все возможные обмотки. Сопротивление обмотки w_b тогда составляет: $R_b=0.025+0.08+0.08+0.75= 0.935 \Omega$.

Внутреннее напряжение $e_{b-wdg.}$ получается из падения напряжения на нагрузке и из внутреннего падения напряжения на сопротивлении R_b обмотки w_b .

$$e_{b-wdg.} = E_b/w_b = (I_2 \cdot R_B + I_b \cdot R_b)/w_b = (1.5A \cdot 1\Omega + 0.5A \cdot 0.935)/32 = 0.062V$$

Внутренние потери составляют:

$$P_1 = R_a \cdot I_1^2 + R_b \cdot (I_2 - I_1)^2 = 0.75 \cdot 1^2 + 0.935 \cdot 0.5^2 = 0.98 \text{ VA}$$

Результат: Характеристики трансформации при подключении автотрансформатора оказываются лучше.

Намагничивание только лишь на половину больше. Указанное соответствует удвоенному коэффициенту K_{TF} .

Исключение токов нулевой последовательности (блокировка тока нулевой последовательности)

Указанное необходимо для того, чтобы исключить попадание тока нулевой последовательности в устройство защиты. Для этой цели требуется наличие магнитно-связанной обмотки, соединенной в треугольник, в которой ток нулевой последовательности замыкается (рис. 5.19).

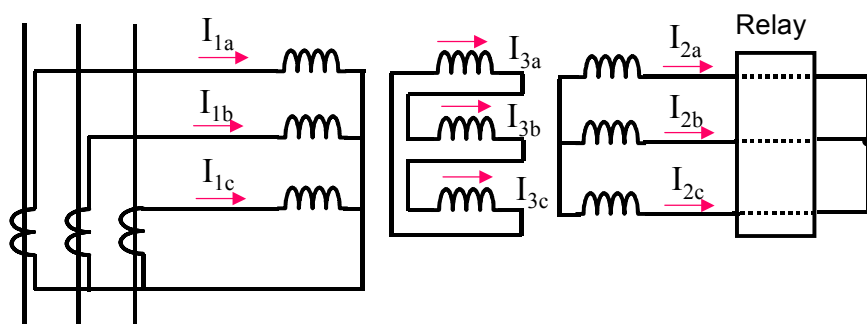


Рис. 5.19:
Исключение тока нулевой последовательности и коррекция коэффициента трансформации

В результате циркуляции тока в обмотке, соединенной в треугольник, возникает противодействующий магнитный поток т.е. токи нулевой последовательности замыкаются обмоткой треугольник. Со стороны устройства защиты нейтраль, однако, не может быть подключена, поскольку это создаст альтернативный контур для протекания тока нулевой последовательности.

Составляющие тока прямой и обратной последовательности беспрепятственно трансформируются во вторичную обмотку в соответствии с коэффициентом трансформации w_1/w_2 .

Исходя из рис. 5-19 имеем следующие выражения (при учете обозначенных направлений тока):

$$\underline{I}_{1a} \cdot w_1 - \underline{I}_{2a} \cdot w_2 - \underline{I}_{3a} \cdot w_3 = 0 \quad (5-28)$$

$$\underline{I}_{1b} \cdot w_1 - \underline{I}_{2b} \cdot w_2 - \underline{I}_{3b} \cdot w_3 = 0 \quad (5-29)$$

Другим вариантом реализации схемы подключения для исключения тока нулевой последовательности без коррекции коэффициента трансформации является вариант подключения, представленный на рис. 5.20.

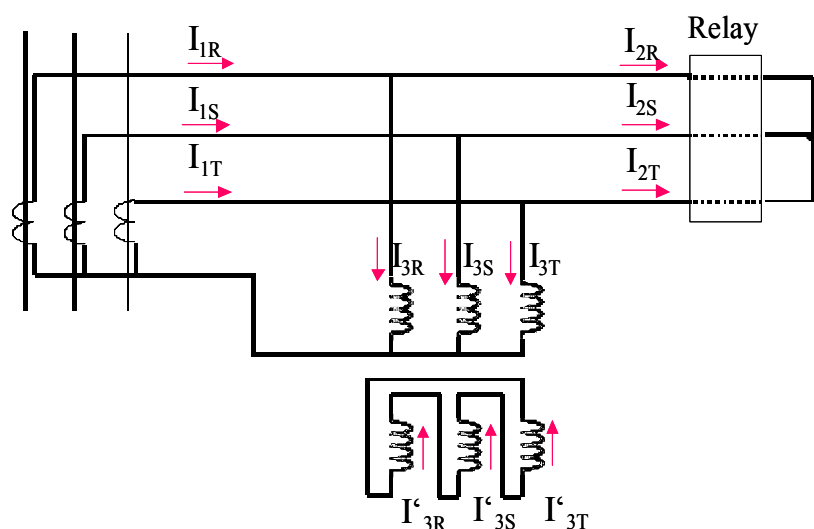


Рис. 5.20:
Альтернативная
схема подключения
для исключения тока
нулевой
последовательности

Пример 5-4: Исключение тока нулевой последовательности при реализации дифференциальной защиты

Из рис. 5.21 видно, что через дифференциальную цепь протекает ток, если шунт нулевой последовательности (обмотка, соединенная по схеме треугольника) не применяется. Возникновение внешнего короткого замыкания на землю приведет к срабатыванию защиты. Разница токов в таком случае будет равна составляющей нулевой последовательности тока повреждения, которая будет замыкаться в обмотке силового трансформатора, соединенной по схеме треугольника, и, тем самым, не будет трансформироваться на сторону высшего напряжения.

Указанный недостаток может быть устранен использованием шунта тока нулевой последовательности (обмотки, соединенной по схеме треугольника) в цепи ТТ стороны низшего напряжения (рис. 5.22).

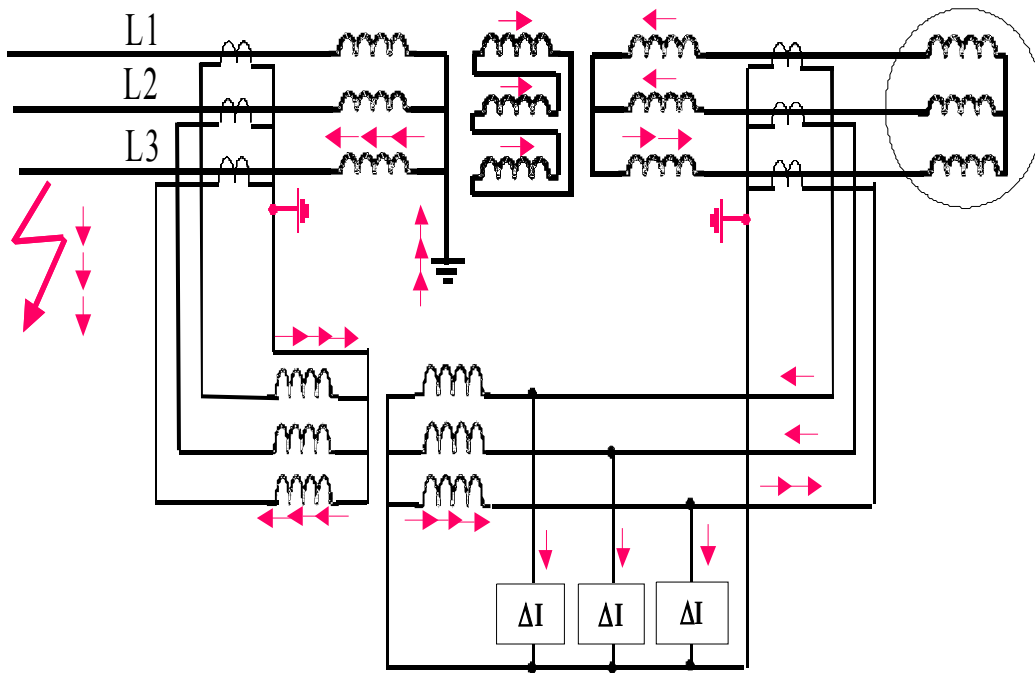


Рис. 5-21: Внешнее КЗ, токораспределение **без** использования фильтра тока нулевой последовательности

При этом нейтраль промежуточного ТТ не должна быть соединена с нейтралью ТТ стороны высшего напряжения, поскольку указанное создаст альтернативный контур для протекания тока нулевой последовательности.

Из токораспределения при внешнем однофазном КЗ видно, что ток более не протекает через дифференциальную цепь. Однако в случае внутреннего КЗ ток

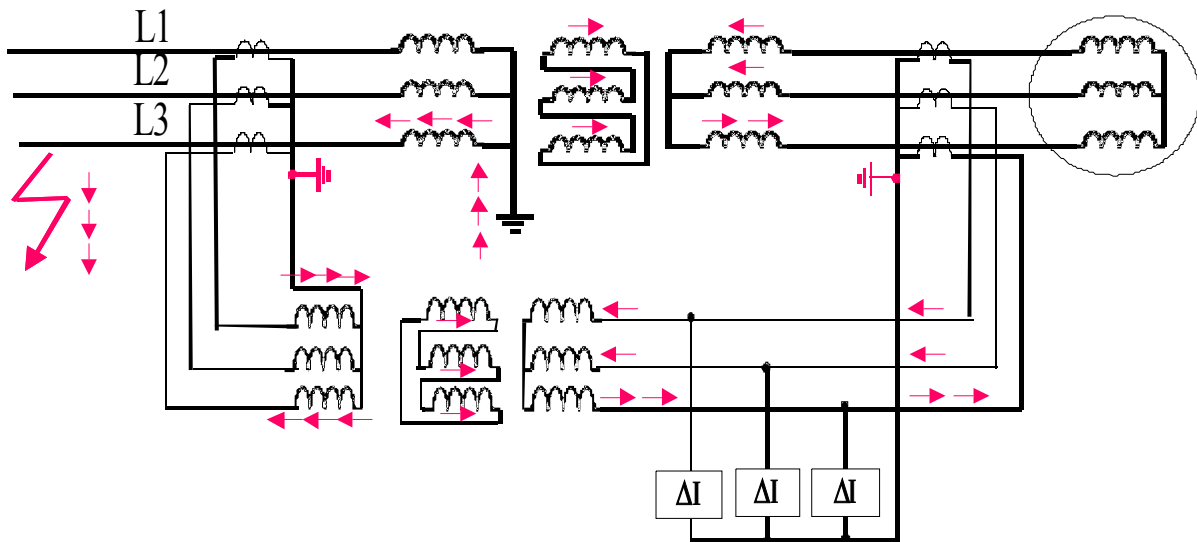


Рис. 5.22: Внешнее КЗ, токораспределение с использованием фильтра

нулевой последовательности также будет исключаться из рассмотрения защитой. Таким образом, будет характерна меньшая чувствительность защиты. Для однофазных КЗ снижение чувствительности соответствует 1/3-ей. Более того, ток, приводящий к срабатыванию защиты, протекает в неповрежденных фазах, поэтому защита более не способна определять поврежденную фазу. Указанное снижение чувствительности и потеря селективности могут быть скомпенсированы установкой ТТ в заземленной нейтрали обмотки силового трансформатора. Это иллюстрируется на следующем примере:

Пример 5-5: Компенсация тока нулевой последовательности

Компенсация тока нулевой последовательности возможна тогда, когда в заземленной нейтрали обмотки силового трансформатора установлен ТТ (рис. 5.23 и 5-24).

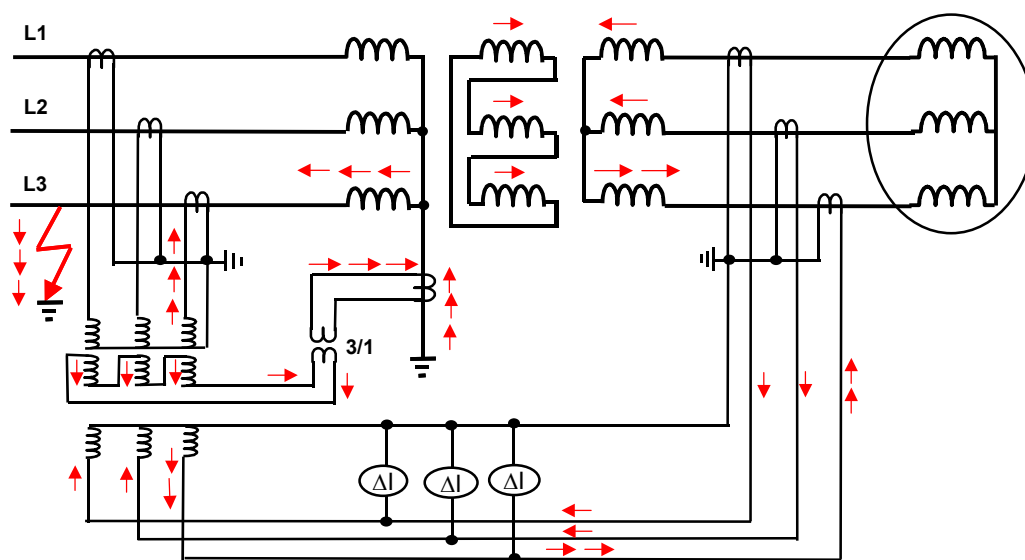


Рис. 5.23: Компенсация тока нулевой последовательности при внешнем КЗ

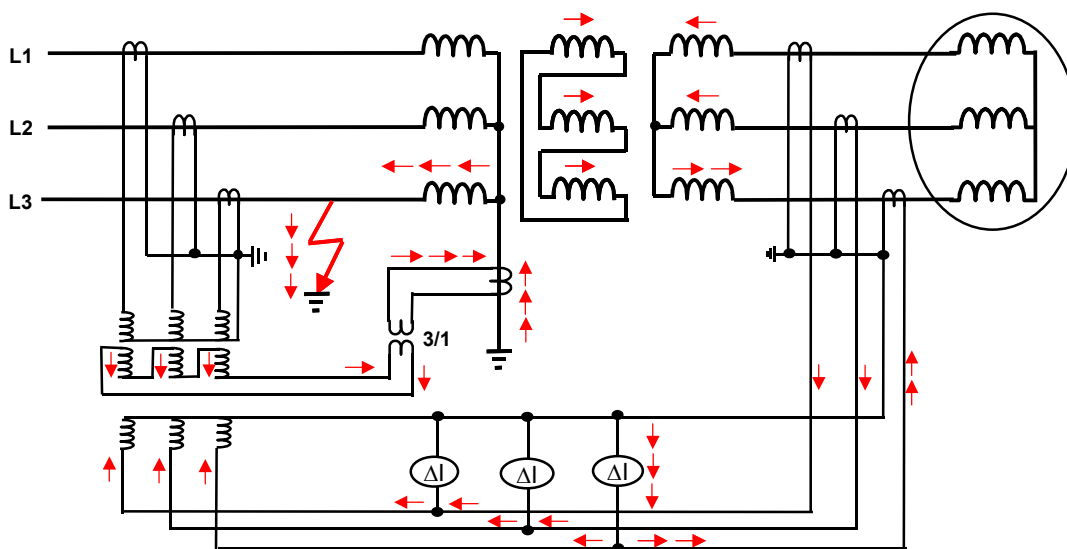


Рис. 5.24: Компенсация тока нулевой последовательности при внутреннем КЗ

В данном случае ток нулевой последовательности не замыкается в обмотке, соединенной в треугольник, а вместо этого измеряется ТТ, установленным в нейтрали силового трансформатора (рис. 5.23).

При внутреннем КЗ ток нулевой последовательности снова протекает в обмотке, соединенной по схеме треугольника (рис. 5.24), поэтому дифференциальная защита по прежнему обладает высокой чувствительностью. Необходимо отметить, что ток в обмотке промежуточного ТТ, соединенной по схеме треугольника, равен току нулевой последовательности симметричных составляющих (он протекает в одном и том же направлении во всех трех фазах). В то время, как ток, протекающий через заземление нейтрали является током в земле ($I_E = 3 \cdot I_0$). Таким образом, необходимо обеспечить переход от 3 к 1. Для упрощения на рис. 5-23 и рис. 5.24 обозначен отдельный промежуточный ТТ. На практике, однако, число витков обмотки промежуточного ТТ, соединенной по схеме треугольника, должно быть уменьшено в 3 раза.

Из рис. 3.24 видно, что через дифференциальную цепь поврежденной фазы протекает три тока (показано на рисунке тремя стрелками), что означает, что производится оценка полного тока повреждения. В дифференциальных цепях других фаз ток не протекает, что позволяет определить тип повреждения и, соответственно, поврежденную фазу.

Согласующие ТТ с соединением обмоток по схеме звезда-треугольник

Согласующие ТТ с соединением обмоток звезда-треугольник часто используются при реализации традиционной дифференциальной защиты силового трансформатора. При этом обеспечивается следующее:

- Выравнивание коэффициентов трансформации
- Учет фазового сдвига группы соединения обмоток трансформатора
- Исключение тока нулевой последовательности (токи замыкаются в обмотке,

соединенной по схеме треугольника), как это описано ранее.

На рис. 5.25 представлен пример использования такого рода ТТ.

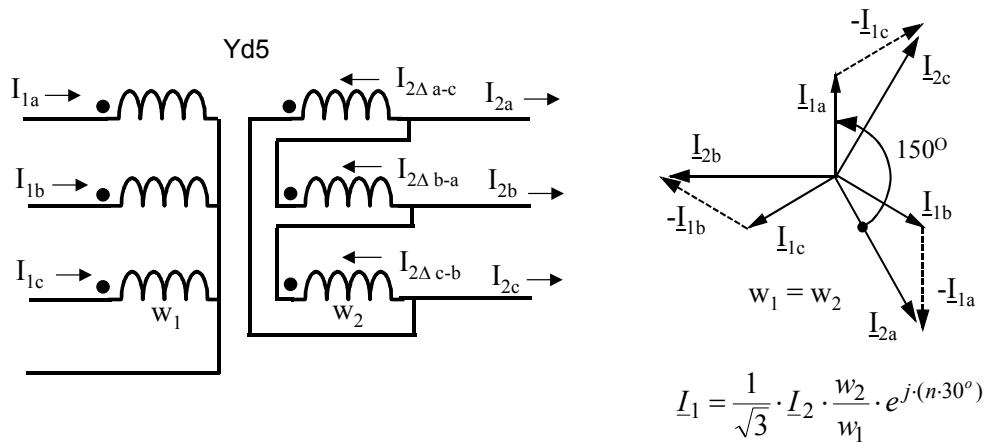


Рис. 5.25: Промежуточный ТТ с соединением обмоток по схеме звезда-треугольник

Трансформация тока может быть описана при помощи следующих выражений:

Токи в обмотке треугольник:

$$\underline{I}_{2\Delta a-c} = \frac{w_1}{w_2} \underline{I}_{1a}, \quad \underline{I}_{2\Delta b-a} = \frac{w_1}{w_2} \underline{I}_{1b}, \quad \text{и} \quad \underline{I}_{2\Delta c-b} = \frac{w_1}{w_2} \underline{I}_{1c} \quad (5-37)$$

Вторичные токи:

$$\underline{I}_{2a} = \underline{I}_{2\Delta b-a} - \underline{I}_{2\Delta a-c} = \frac{w_1}{w_2} \cdot (\underline{I}_{1b} - \underline{I}_{1a}) \quad (5-38)$$

$$\underline{I}_{2b} = \underline{I}_{2\Delta c-b} - \underline{I}_{2\Delta b-a} = \frac{w_1}{w_2} \cdot (\underline{I}_{1c} - \underline{I}_{1b}) \quad (5-39)$$

$$\underline{I}_{2c} = \underline{I}_{2\Delta a-c} - \underline{I}_{2\Delta c-b} = \frac{w_1}{w_2} \cdot (\underline{I}_{1a} - \underline{I}_{1c}) \quad (5-40)$$

Соответствующая векторная диаграмма (для случая, когда $w_1=w_2$) представлена на рис. 5.25. Видно, что токи вторичной стороны отстают от токов первичной стороны на $150^\circ = 5 \times 30^\circ$. Указанный фазовый сдвиг соответствует группе соединения обмоток Yd5 (методика определения группы соединения обмоток силового трансформатора представлена далее).

В большинстве случаев применяются промежуточные ТТ, группа соединения обмоток которых повторяет таковую у силовых трансформаторов. Таким образом, выполняется обратная трансформация (выравнивание векторов тока по фазе) вторичных токов для обеспечения возможности их сравнения дифференциальной защитой.

Нейтрали ТТ обеих сторон силового трансформатора должны быть одинаково направлены: либо в сторону трансформатора, либо в сторону системы (см. следующий пример).

Исходя из выражений (5-38) - (5-40) можно увидеть, что ток нулевой последовательности, который протекает через обмотку, соединенную по схеме звезды, не протекает на вторичной стороне. Поскольку составляющая нулевой последовательности в токах I_{1a} , I_{1b} и I_{1c} имеет одинаковую амплитуду и фазу, она исключается на фазных выводах, что означает, что она замыкается в обмотке, соединенной по схеме треугольника.

Пример 5-6: Вычисление коэффициента трансформации промежуточного ТТ

Исходные данные: Силовой трансформатор 10 МВА, оснащенный устройством РПН 110 кВ $\pm 16\%$ / 6.3 кВ,
Группа соединения обмоток Yd5
ТТ: сторона 110 кВ: 75/1 А
ТТ: сторона 6 кВ: 1200/5А
Номинальный ток устройства дифференциальной защиты: 5 А

Процедура: Первоначально строится схема с изображением силового трансформатора и устройства дифференциальной защиты (рис. 5.26). Характерная схема для силового трансформатора с группой соединения обмоток Yd5 может быть найдена в технической литературе. В противном случае, ее можно построить самостоятельно, опираясь на указания, представленные далее.

Нейтраль силового трансформатора не заземлена: таким образом, использовать промежуточный ТТ с соединением обмотки по схеме треугольника для исключения тока нулевой последовательности не требуется. В принципе, промежуточный ТТ может быть установлен между ТТ высшего напряжения и устройством защиты или между ТТ стороны НН и устройством защиты. Поскольку номинальный ток устройства составляет 5 А, выбран второй вариант.

В любом случае ТТ должен быть соединен по схеме Y-Δ для обеспечения для учета фазового сдвига группы соединения обмоток силового трансформатора Yd5. В этом случае нейтраль промежуточного и основного ТТ должны быть соединены, тем самым, обеспечивая контур для протекания тока. Предполагается, что нейтрали ТТ обеих сторон направлены в сторону силового трансформатора (обычно зависит от принятой пользователем практики). Груп-

па соединения обмоток промежуточного ТТ принята такой же, как и у силового трансформатора. Если нейтрали ТТ направлены в разные стороны по отношению к трансформатору (к примеру, нейтраль ТТ одной стороны направлена по направлению к системе, а нейтраль ТТ другой стороны - по направлению к трансформатору), тогда соединение обмотки промежуточного ТТ, соединенной по схеме звезда, должно быть принято обратным для обеспечения правильной полярности (указания по соединению измерительных цепей представлены в следующем разделе).

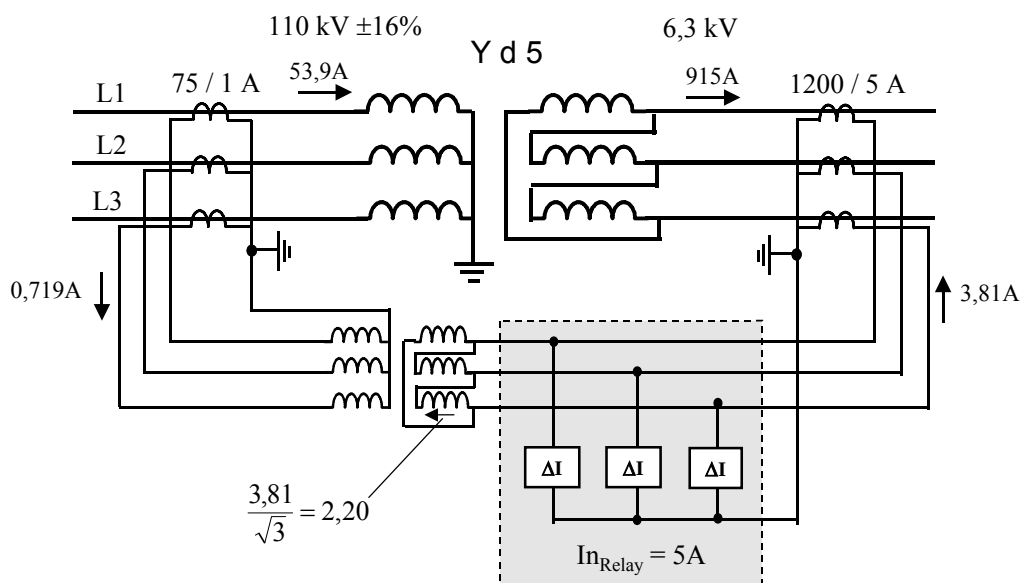


Рис. 5.26: Использование промежуточного ТТ для выравнивания тока (пример)

Вычисление коэффициента трансформации промежуточного ТТ:

Номинальный ток трансформатора используется как опорный ток:

Сторона 110 кВ:

Вычисляется средний ток исходя из известных токов при крайних положениях отпайки устройства РПН:

$$I_1 = \frac{10,000kVA}{\sqrt{3} \cdot (110kV + 16\%)} = 45.2A$$

$$I_1' = \frac{10,000kVA}{\sqrt{3} \cdot (110kV - 16\%)} = 62.5A$$

$$I_{1-mean} = \frac{45.2 + 62.5}{2} = 53.9A$$

Сторона 6 кВ:

$$I_2 = \frac{10.000kVA}{\sqrt{3} \cdot 6.3kV} = 915A$$

Соответствующие вторичные токи:

$$i_1 = 53.9 \cdot \frac{1}{75} = 0.719A \quad \text{и} \quad i_2 = 915 \cdot \frac{5}{1200} = 3.813.$$

Ток, протекающий в первичной обмотке промежуточного ТТ - ток i_1 .

Ток протекающий во вторичной обмотке, соединенной по схеме треугольник, - ток $i_2 / \sqrt{3}$.

Соответственно коэффициент трансформации промежуточного ТТ должен быть равен:

$$\frac{w_1}{w_2} = \frac{i_2 / \sqrt{3}}{i_1} = \frac{3.813 / \sqrt{3}}{0.719} = \frac{2.202}{0.719} = 3.06$$

Определение группы соединения обмоток силового трансформатора согласно системе счисления по направлению движения часовой стрелки

Указанный метод определения группы соединения обмоток силового трансформатора соответствует стандарту МЭК 60076-1.

На схеме обмотка высшего напряжения всегда обозначается сверху, а обмотка низшего напряжения – снизу (рис. 5-27). Направление наведенных напряжений определяется согласно маркировке.

Векторная диаграмма для обмотки высшего напряжения располагается таким образом, что напряжение фазы L1 определяется в положение 12 часов. Положение вектора напряжения фазы L1 на стороне низшего напряжения определяется в соответствии с направлением наведенного напряжения. Далее по часовой стрелке отсчитываются шаги по 30° от вектора напряжения высшей стороны до вектора напряжения низшей стороны. На примере, приведенном слева на рисунке, получено значение фазового сдвига равное 330° , т.е. группа соединения обмоток силового трансформатора соответствует группе Dy11 (схема соединения обмоток высшего напряжения всегда обозначается заглавной буквой).

Другие стандартные группы соединения обмоток силовых трансформаторов приведены в стандарте МЭК 60076-1.

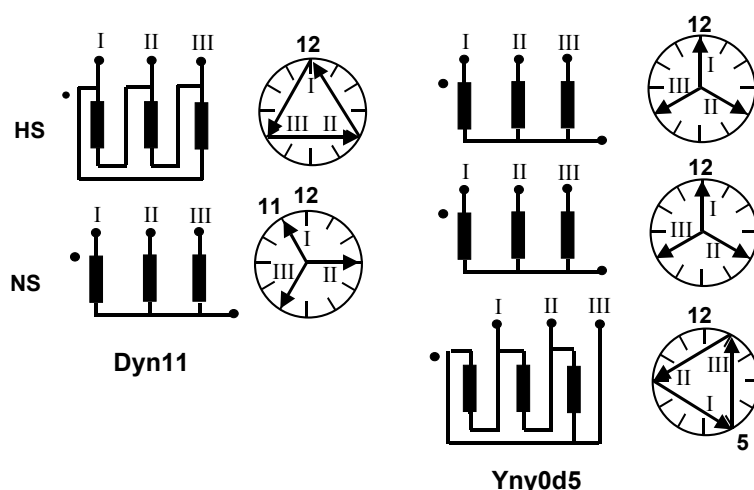


Рис. 5-27: Определение группы соединения обмоток силового трансформатора

Применение данного правила представлено далее на примере:

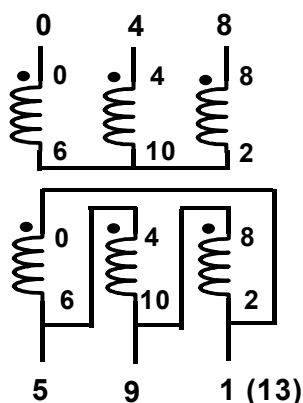


Рис. 5.28: Определение группы соединения обмоток трансформатора

Пример 5-7: Группа соединения обмоток

Исходные данные: Схема соединения обмоток силового трансформатора (рис. 5-28)

Определить: Группу соединения обмоток

Решение: Должны быть выполнены следующие действия:

1. Начиная с обмотки высшего напряжения, фазные выводы маркируются следующими номерами: 0, 4, 8 (всегда фазовый сдвиг $4 \times 30^\circ = 120^\circ$).
2. Противоположный конец каждой из обмоток маркируется номером, который получается путем прибавления 6 (180°) к номеру фазного вывода высшего напряжения.
3. Вторичные обмотки маркируются тем же самым образом. При этом предполагается, что полярность обмоток на схеме та же самая (если имеются сомнения, необходимо ввести в использование соответствующие маркировки).
4. Фазные выводы обмотки низшего напряжения маркируются следующим образом: используется среднее значение, полученное исходя из введенных номеров обозначения концов обмоток, т.е., к примеру, $(6+4)/2=5$.
5. Разница между номерами обозначения фазных выводов высшего и низшего напряжения соответствует номеру группы соединения обмоток силового трансформатора. В данном случае имеем группу соединения Yd5.

Пример 5-8: Группа соединения обмоток силового трансформатора

Исходные данные: Группа соединения обмоток

Определить: Схему соединения обмоток

Решение: Выполните следующие действия:

1. Полностью изобразите обмотку, соединенную по схеме звезда. На стороне треугольника изобразите лишь обмотки без каких-либо соединений.
2. Пронумеруйте первичную и вторичную обмотки в соответствии с правилом, приведенным выше.

3. Обозначьте вывод фазы L1 обмотки треугольника номером, который равен номеру вывода той же фазы обмотки звезды плюс номер группы соединения обмотки. Такое обозначение справедливо в том случае, если в треугольник соединена обмотка стороны низшего напряжения. Если в треугольник соединена обмотка стороны высшего напряжения, тогда справедливо обратное. Другие фазные выводы должны быть пронумерованы против часовой стрелки с шагом 4 в сторону увеличения номера (что соответствует фазовому сдвигу в 120° в каждом случае).
4. Соедините два конца обмотки, номера которых наиболее близки к данному номеру группы соединения обмоток (в данном случае, это 4 и 6). Выполните соединения точно такого же характера и для других концов обмоток.
5. В результате разница между номерами фазных выводов стороны высшего и низшего напряжения должна быть одинакова в каждой фазе и соответствовать номеру группы соединения обмоток.

Применение метода согласно системе счисления по направлению движения часовой стрелки

Используя данный метод, может быть выполнена проверка правильности подключения измерительных цепей ТТ к дифференциальной защите (рис. 5-29).

В первую очередь должны быть обозначены номера для концов обмоток и фазных выводов согласно приведенной ранее методике определения группы соединения обмоток силового трансформатора согласно системе счисления по направлению часовой стрелки (в соответствии с векторной группой силового трансформатора). Далее, начиная с одной стороны силового трансформатора, последовательно пронумеруйте выводы ТТ и устройств. Точки цепи, которые должны быть промаркированы и которые непосредственно соединены между собой, должны иметь одинаковый номер, поскольку обладают одинаковым потенциалом. Для всех ТТ и силовых трансформаторов предполагается, что в обмотках напряжения наводятся в одинаковых направлениях (т.е. имеют место быть напряжения одинаковой полярности). Последовательная нумерация должна образовывать замкнутую цепочку, схожую с последовательностью нумерации часов.

При наличии промежуточного ТТ маркировка производится с выводов основного ТТ каждой стороны до концов обмоток промежуточного ТТ. Тогда соединения обмоток промежуточного ТТ могут быть выполнены согласно обозначенным выше правилам.

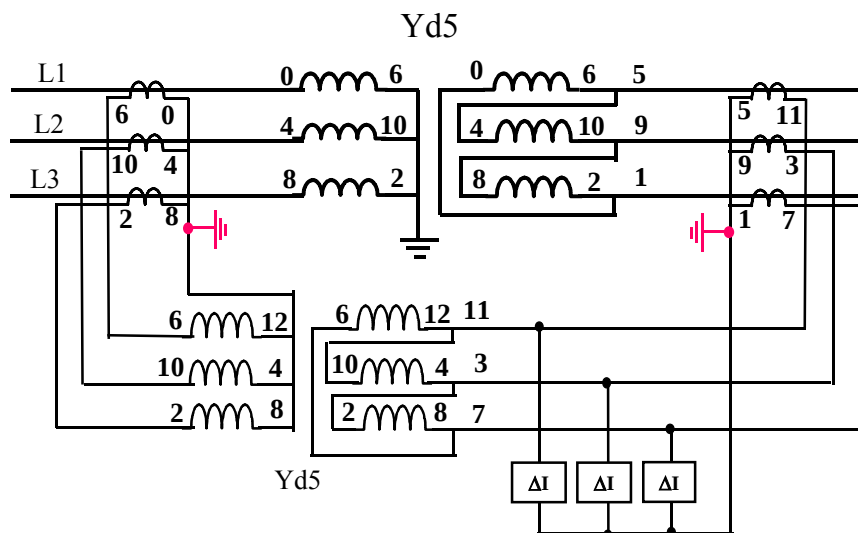


Рис. 5.29: Проверка правильности подключения дифференциальной защиты, используя указанный метод

Проверка правильности подключения дифференциальной защиты при указании характерного токораспределения

Проверка с указанием направления протекания токов представляет собой простой способ проверки полярности и схем подключения измерительных цепей к устройству защиты. Для этой цели предполагается возникновение внешнего короткого замыкания на обеих сторонах силового трансформатора и обозначаются направления протекания токов при использовании стрелок. Токи должны протекать по замкнутому контуру и не один из токов не должен протекать через дифференциальную цепь, если все подключения выполнены правильным образом.

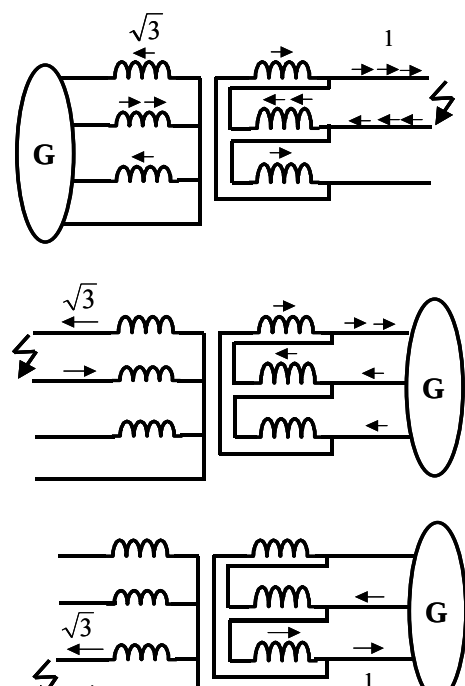


Рис. 5.30: Токораспределение при КЗ при наличии тр-ра Y-Δ

Достаточно выполнить подобную проверку при внешнем однофазном коротком замыкании на землю фазы L1 и при двухфазном коротком замыкании между фазами L2 и L3. При наличии силовых трансформаторов, соединенных по схеме звезда-треугольник будет характерно следующее токораспределение: токораспределение при однофазном коротком замыкании будет соответствовать таковому при двухфазном коротком замыкании на другой стороне силового трансформатора, а при двухфазном коротком замыкании – таковому при симметричном трехфазном коротком замыкании на другой стороне силового трансформатора (рис. 5.30). Характер протекания тока, например, может быть определен аналитически при использовании положений метода симметричных составляющих. На практике единственно правильное направление протекания тока

может быть легко определено методом проб и ошибок, учитывая лишь то, что стрелки должны быть направлены таким образом, чтобы суммарные ампер-витки на каждой из обмоток были бы равны нулю. Характерные распределения токов представляется возможным легко запомнить, поэтому легко определить

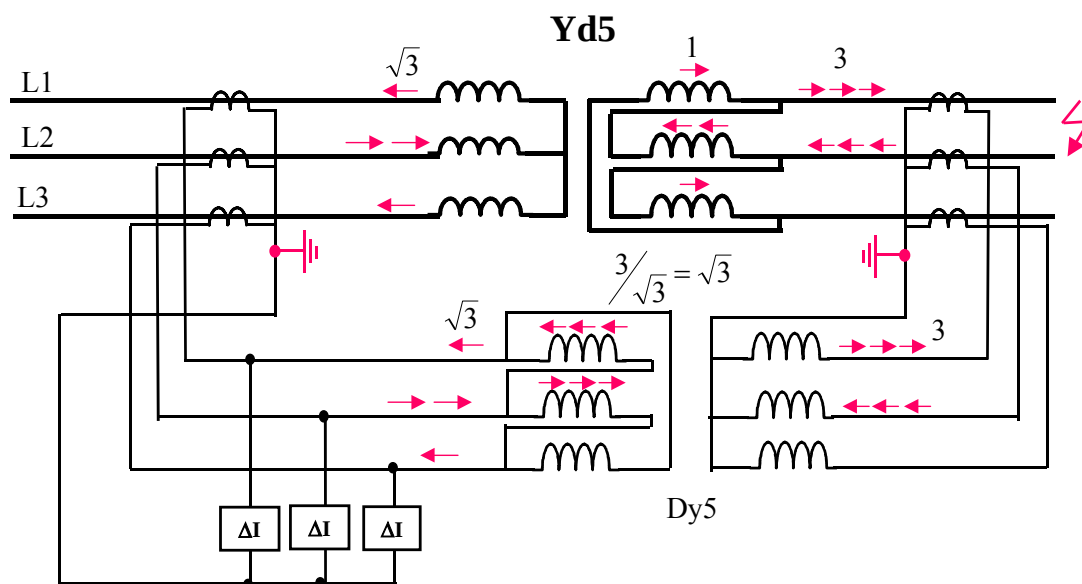


Рис. 5.31: Проверка правильности подключения дифференциальной защиты, используя метод указания токораспределения (двухфазное КЗ)

их правильность.

Для проверки соотношения витков промежуточного ТТ также могут быть дополнительно введены весовые коэффициенты. При этом необходимо учитывать, что токи в обмотке, соединенной по схеме треугольника, всегда в $\sqrt{3}$ раз меньше, чем токи в обмотке, соединенной по схеме звезды постольку, поскольку число ее витков в $\sqrt{3}$ больше, если опираться на одно и то же напряжение.

Применение метода с указанием направления протекания токов стрелками представлено на примере рассмотрения двухфазных и однофазных коротких замыканий. В случае внешнего короткого замыкания через дифференциальную цепь ток протекать не может (рис. 5.31 и рис. 5.32).

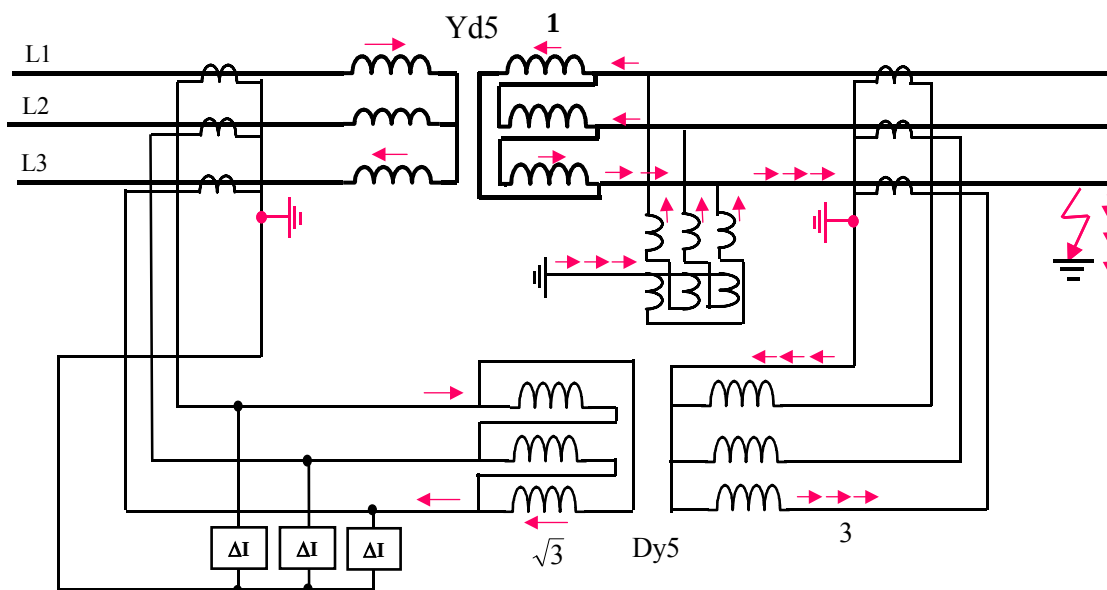


Рис. 5.32: Проверка правильности подключения дифференциальной защиты, используя метод указания токораспределения (однофазное КЗ)

В качестве еще одной проверки может быть также обозначено характерное токораспределение при внутреннем коротком замыкании, когда требуется убедиться в том, что защита будет срабатывать (в том, что ток будет протекать через дифференциальную цепь).

В примере, где рассматривается однофазное КЗ (рис. 5.32), преднамеренно выбран более сложный вариант схемы, когда имеется заземляющий трансформатор с целью показать характерное токораспределение в системе нулевой последовательности.

Для того, чтобы убедиться в том, что осуществляется проверка подключения по всем фазам и в системе нулевой последовательности (соединение в звезду и треугольник) рекомендуется осуществлять проверку для случая однофазного КЗ (например, случай однофазного КЗ фазы L1 на землю) и для случая двухфазного КЗ между другими двумя фазами (например, между фазами L2-L3).

Спецификация промежуточных ТТ

Номинальные данные промежуточных ТТ определяются таким же образом, что и номинальные данные обычных ТТ. Если промежуточные ТТ устанавливаются в шкафу или же в непосредственной близости от устройства защиты, как это обычно и реализуется, необходимо производить учет только нагрузки устройства защиты, поэтому номинальная мощность промежуточного ТТ может быть выбрана незначительной.

Если промежуточные ТТ устанавливаются в непосредственной близости от основных ТТ, например для снижения уровня тока и, соответственно, для снижения уровня нагрузки на основной ТТ, осуществляется выбор промежуточного ТТ с большей номинальной мощностью.

На практике принято использование стандартных промежуточных ТТ, изменяя положение перемычек которых между обмотками позволяет определить необходимые номинальные данные и, тем самым, адаптироваться к требуемым условиям применения.

На рис. 5.33 представлен промежуточный ТТ 4AM5170-7AA производства компании Siemens, который применяется уже несколько десятилетий, не претерпевая существенных модификаций. Данный промежуточный ТТ обладает 8 обмотками с различным числом витков, которые могут быть объединены их сложением (последовательное их соединение одинаковой полярности) или вычитанием (последовательное соединение противоположной полярности) для формирования общей обмотки.

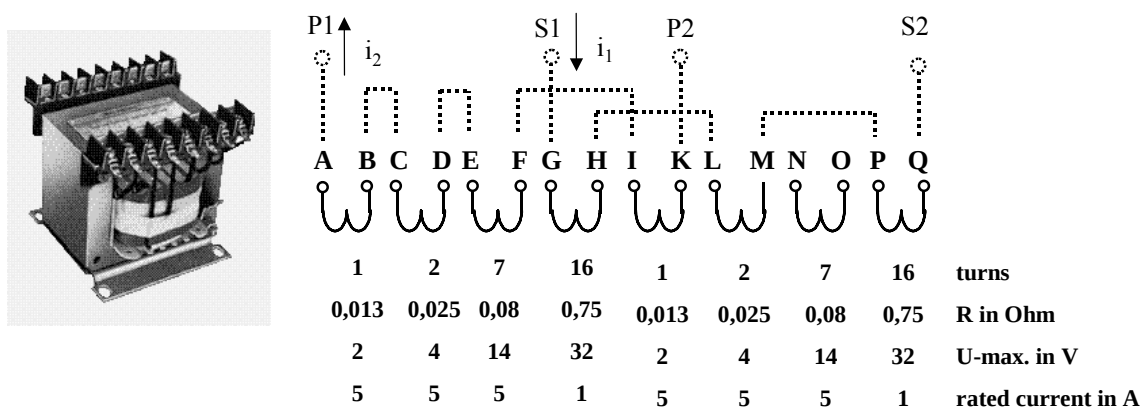


Рис. 5.33: Промежуточный ТТ (Siemens, тип 4AM51)

Пример 5-9: Применение промежуточного ТТ 4AM5170-7AA

Задача: Должен быть обеспечен коэффициент трансформации, вычисленный в примере 5-6: $\frac{w_1}{w_2} = \frac{i_2}{i_1} = \frac{2.202 A}{0.719 A} = 3.06$.

Решение: Методом проб и ошибок было определено следующее требуемое соотношение числа витков обмоток $34/11=3.09$. Теперь, имеющиеся обмотки промежуточного ТТ 4AM объединяются таким образом, чтобы было получено требуемое число витков. Справедливо следующее:
 $w_1=16+2+16=34$ to $w_2=1+2+7+1=11$ (см. рис. 5.33)

При конфигурировании необходимо убедиться в том, что не превышены значения напряжения насыщения и номинальные значения токов.

Требуемая рабочая предельная кратность промежуточных ТТ

В разделе 5-7 было указано, что для обеспечения трансформации токов повреждения с учетом апериодической составляющей без насыщения ТТ при расчетах необходимо учитывать коэффициент запаса $K_{TF}=1+\omega \cdot T_N$.

Исходя из этого, минимальная рабочая предельная кратность для промежуточного ТТ также, как и для основного ТТ равна:

$$ALF'_{IP-CT} \geq K_{TF} \cdot \frac{I_{F-max.}}{I_N} \quad (41)$$

Поскольку выбор ТТ с удовлетворяющей приведенному условию номинальной кратностью может привести к достаточно высоким затратам, то защита должна

допускать большую степень насыщения ТТ.

Даже статические аналоговые устройства защиты выполнялись с дополнительным торможением при возникновении погрешностей ТТ в случае его насыщения. При использовании цифровых устройств защиты требования к ТТ и далее могут быть снижены за счет реализации интеллектуальных цифровых алгоритмов (детектора насыщения). Принцип работы детектора насыщения описан в разделе 4.2.4. (см. примеры, приведенные в главах 7 - 10).

Для большинства дифференциальных защит указанный коэффициент запаса можно принять равным 1, что означает, что достаточно выбрать ТТ с такой номинальной предельной кратностью, что им допустимо выполнение трансформации апериодической составляющей максимального тока повреждения без насыщения (см. таблицу 5.3).

Определение рабочей предельной кратности промежуточного ТТ 4AM 5170-7AA

Вычисление рабочей предельной кратности промежуточного ТТ $ALF'_{(IP-CT)}$ выполняется таким же образом, как и для обычного ТТ. Рассмотрение метода с использованием напряжения насыщения является наиболее простым.

Согласно данным характеристики намагничивания определяется напряжение точки излома, как приблизительно 2.5 В/виток⁷.

Напряжение точки излома характеристики намагничивания промежуточного ТТ может быть вычислено при помощи данного значения и соответствующей суммы витков используемых обмоток вторичной стороны промежуточного ТТ.

$$U_{KN(IP-CT)} [V] = w_2 [turns] \cdot 2.5 [V/turn] \quad (5-42)$$

Под номинальными условиями полагается протекание номинального тока ТТ. Напряжение намагничивания промежуточного ТТ (IP-CT) при номинальном токе основного ТТ (M-CT) вычисляется согласно следующему выражению:

$$E_{N(IP-CT)} = I_{2N(M-CT)} \cdot \frac{w_1}{w_2} \cdot (R_{i(IP-CT)} + R_{B(IP-CT)}) \quad (5-43)$$

Тогда рабочая предельная кратность составляет:

$$ALF'_{(IP-CT)} = \frac{U_{KN(IP-CT)}}{E_{N(IP-CT)}} \quad (5-44)$$

Пример 5-10: Проверка возможности использования промежуточного ТТ

Задача: Чувствительность существующего устройства защиты должна быть увеличена путем увеличения значения тока в два раза при использовании промежуточного ТТ 4AM5170 (рис. 5-16), подключенного до устройства защиты.

Исходные данные:

Технические данные промежуточного ТТ (рис. 5-33)
Напряжение точки излома характеристики намагничивания $U_{KN} = 2.5$ В на виток.
Нагрузка устройства защиты, включая нагрузку контрольных

⁷ Определение предельной погрешности по напряжению согласно стандарту МЭК 60044-6, который определяет полную погрешность в 10%, допускает еще большее напряжение на виток в 3 В.

кабелей: 0.2 Ом

Основной ТТ: 400/1 А

Максимальный ток короткого замыкания 10 кА

Согласно данным защиты требуется учет коэффициент запаса $K_{TF} \geq 1.2$ для ее действия без выдержки времени.

Необходимо проверить, достаточно ли для заданной цели использование промежуточного ТТ.

Решение:

Промежуточный ТТ в общей сложности обладает 52 витками.

Для достижения максимального возможного напряжения насыщения необходимо использование максимально возможного числа витков. При соотношении витков $w_1/w_2 = 32/16$, т.е. в сумме используется 48 витков, используются практически все витки промежуточного ТТ.

Для снижения внутреннего падения напряжения на вторичной обмотке используются обмотки, обладающие минимальным сопротивлением.

Выбираем $w_2 = (C-D) + (G-H) + (P-Q) = 2 + 7 + 7 = 16$ витков

Тогда:

$$R_{2i} = 0.030 + 0.084 + 0.113 = 0.227 \Omega$$

Используя выражения, приведенные ранее, получаем:

$$E_{N(IP-CT)} = 1A \cdot \frac{32}{16} (0.227\Omega + 0.2\Omega) = 0.84 V$$

$$U_{KN(IP-CT)} = 16 \cdot 2.5 = 40 V$$

$$ALF'(IP-CT) = \frac{40}{0.84} = 48$$

$$\frac{I_{F-max.}}{I_N} = \frac{10,000}{400} = 25$$

$$K_{TF} = \frac{ALF'(IP-CT)}{I_{F-max.}/I_N} = \frac{48}{25} \approx 2, \text{ т.е. превышает требуемое}$$

значение коэффициента запаса в 1.2.

Таким образом, делаем вывод о том, что промежуточный ТТ обладает достаточными номинальными данными для применения в данном случае. В случае, если необходимо удовлетворить более жестким требованиям, имеется промежуточный ТТ 4AM5272. Он разработан для напряжений в два раза больших напряжения обмотки.

Системы обмена данными

При реализации дифференциальной защиты кабельных и воздушных линий электропередачи информация об измеряемых величинах должна передаваться на противоположные их концы на значительные расстояния. При реализации традиционной защиты указанное выполнялось при помощи аналоговых сигналов малой мощности (50 Гц или тональной частоты). При использовании современных технологий реализуется передача цифровых сигналов (информации, представленной в двоичном коде).

Система обмена данными состоит из устройств обмена данными (данная функция также может быть интегрирована в устройство защиты), установленных на каждом из концов линии и из цепи передачи данных (среды передачи данных). При реализации дифференциальной защиты на традиционной элементной базе средой передачи данных являются металлические контрольные провода. Волоконно-оптические кабели (ОВ кабели) и радиорелейные линии связи стали активно применяться только в течение последних нескольких лет. В этом случае, однако, система защиты реализуется на базе цифровых устройств. Указанное позволяет осуществлять передачу значительного объема данных за счет выполнения мультимплексной передачи. Используемые соединения типа «точка-точка», применяемые при использовании устройств защиты, выполненных на традиционной элементной базе, активно заменяются на цифровые каналы передачи данных, которые являются частью цифровых сетей обмена данными.

За исключением волоконно-оптических линий связи, все остальные реализуемые каналы связи подвержены влиянию электромагнитных помех. С одной стороны, влияние оказывают токи и напряжения промышленной частоты при коротких замыканиях на землю, с другой стороны, импульсные помехи при коммутациях силового оборудования и при ударах молнии. Указанные помехи необходимо учитывать при выборе и определении характеристик канала передачи данных. Где это необходимо, требуется обеспечить экранирование и изоляцию (барьеры).

6.1 Каналы передачи данных

В первую очередь, рассматриваются особенности различных сред передачи данных.

6.1.1 Проводные каналы связи

Проводные каналы связи обладают ограниченной шириной полосы пропускания (3,4 кГц при использовании телефонной витой пары). Ранее они использовались при реализации дифференциальной защиты со сравнением аналоговых величин (50 Гц) и при реализации дифференциально-фазной защиты выполнением передачи модулированного сигнала.

В полосе частот данные могут передаваться лишь со скоростью в несколько кбит/с. Современные методы модуляции (многоуровневые вместо простого кодирования в двоичном коде, фазовой модуляции) позволяют достичь более высоких скоростей передачи более 100 кбит/с. Реализация дифференциальной защиты при цифровой передаче данных через проводные каналы связи стала возможной при расстояниях передачи до 10 км (см. раздел 9.3).

Выбор тех или иных проводов зависит от вида реализуемой защиты, расстояния передачи данных и уровня ожидаемых помех.

При небольших расстояниях передачи, составляющих около 2 км, где уровень напряжения помехи промышленной частоты (50 Гц) ожидается быть незначительным, могут быть использованы обычные контрольные кабели (например, кабели типа NYU) с номинальным напряжением 2 кВ. Они достаточно часто используются при реализации дифференциальной токовой защиты (дифференциальная защита с использованием трехжильного контрольного провода).

При более значительных длинах линии должны быть использованы контрольные кабели с симметрично сплетенными жилами. Влияние напряжения на жилы вследствие протекания токов в земле должно быть снижено расположением контрольного кабеля на удалении от силового кабеля или использованием металлических токопроводящих экранов [6-2]. Где это возможно, должны применяться кабели связи с высоковольтной изоляцией (кабели специального типа). В частности, указанное необходимо в тех случаях, когда кабель прокладывается параллельно с высоковольтным кабелем или же воздушной линией. Также требуется обеспечить дополнительную изоляцию на конце кабеля на подстанциях высокого напряжения для предотвращения пробоя из-за наведенного поперечного напряжения токами короткого замыкания на землю (см. далее).¹

Контрольные кабели обычно изолированы относительно земли. Устройства, установленные по концам кабеля (устройства защиты или устройства обмена данными) подключены симметричным образом. На рис. 6.1 представлен пример реализации дифференциальной защиты с использованием двухжильного контрольного кабеля (телефонная витая пара). Экран кабеля заземлен с обеих сторон, поэтому эффективно исключаются индуктивные помехи. [6-3]

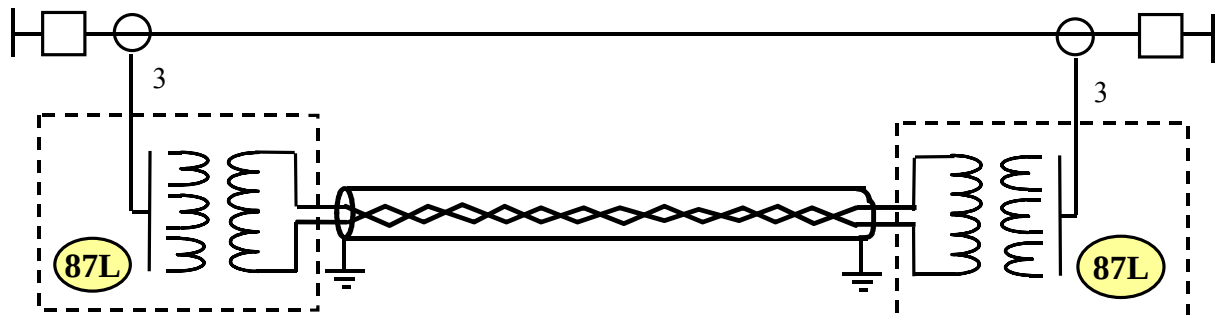


Рис. 6.1: Дифференциальная защита линии с использованием контрольных проводов

¹ В заземленных сетях – при однофазных или двухфазных коротких замыканиях, в изолированных и резонансно-заземленных сетях – только при двойных замыканиях на землю.

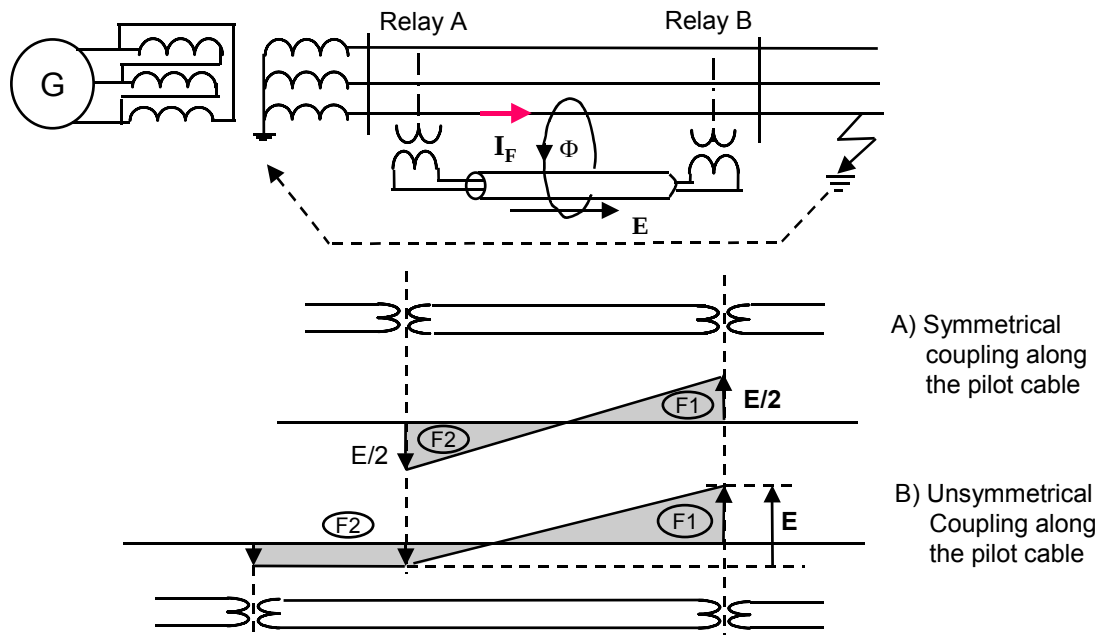


Рис. 6-2: Наводимые напряжения

Наведенное поперечное напряжение обуславливает емкостной ток через емкость жил контрольного кабеля, поэтому поперечное напряжение относительно земли увеличивается (см. рис. 6.2). Площади F_1 и F_2 (выше и ниже нулевого потенциала) соответствуют произведению длины линии и напряжения относительно земли в данной точке. В незаземленных кабелях они всегда одинаковы.

Полагая постоянным уровень помехи на протяжении всей длины контрольного кабеля, потенциал относительно земли распределен симметрично на обоих концах кабеля. Тем самым, лишь половина наведенного напряжения между концами кабеля является поперечным напряжением по отношению к экрану или земле.

При неравномерном распределении уровня помехи, к примеру, если на одном из концов контрольный кабель прокладывается далее, имеет место несимметричное распределение потенциала.

Телефонный кабель с защитной оболочкой

Возможно использование специальных телефонных кабелей с защитной оболочкой, предназначенных для прокладки вне помещений, обладающих различным числом витых пар и витых троек (рис. 6.3).

$$\text{Example: Type AD - 2YF(L)2Y} \frac{3 \times 3 \times 1.4/2.8}{3 \times 2 \times 0.8 \text{P(M60)}}$$

Витые пары и тройки свиты независимо друг от друга, а также обеспечена полиэтиленовая изоляция данных жил. Жилы кабеля находятся в оболочке из алюминиевой ленты; внешняя оболочка - полиэтиленовая.

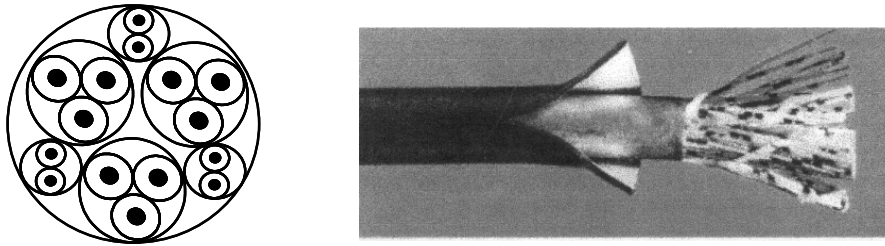


Рис. 6-3. Конструкция кабеля (сечение, вид сбоку)

В таблице 6-1 приведены основные данные кабеля.

Диаметр жилы мм	Максимальное сопротивление		Максимальная емкость нФ/км	Испытательное напряжение (действ. знач)				
	Жила Ом/км	Шлейф Ом/км		Между жилами кВ	Между жилами и экраном кВ	Между тройками кВ	Между парами кВ	Между парами и тройками кВ
1.4	11.9	---	---	2.5	8	8		8
0.8	---	73.2	60	2	2		2	

Таблица 6-1: Телефонный кабель с полиэтиленовой изоляцией, медными витыми тройками и парами, предназначенный для прокладки непосредственно в земле или в кабельных лотках.

Допустимое кратковременное наводимое напряжение согласно стандарту VDE 0228, Часть 1² составляет 60% от испытательного напряжения переменного тока между жилами и экраном; так, например, для кабеля, чьи характеристики представлены в таблице, допустимо напряжение в 4.8 кВ для жил, свитых в тройку, и напряжение 1.2 кВ для жил, свитых в пару. Если напряжение между концами кабеля превышает допустимые значения, тогда кабель должен быть разделен на части и необходимо применение защитных трансформаторов.

В примере 6-1 для использования дифференциальной защиты определена витая тройка с высоким уровнем испытательного напряжения. Производителем, однако, могут быть поставлены и витые пары с высоким уровнем испытательного напряжения.

Устройства защиты обычно допускают напряжения до 2 кВ переменного тока, поэтому использование защитных трансформаторов по концам кабеля, так или иначе, является необходимой мерой, если наводимое напряжение превышает 1.2 кВ. Стандартные напряжения, которые способны выдержать защитные трансформаторы, - напряжения в 5 кВ или 15 кВ.

В случае несимметрии, напряжение, наводимое на жилы кабеля, различается, и разница напряжений появляется непосредственно в кабельной петле и, тем

² VDE 0228, Teil 1 (December 1987): Maßnahmen bei Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Starkstromanlagen, Allgemeine Grundlagen

самым, оказывается влияние на величины, измеряемые устройством защиты. Здесь не могут быть превышены допустимые предельные значения, определяемые производителем.

Благодаря тщательной скрутке, в указанных телефонных кабелях представляется возможным достичь коэффициента симметрии равного 10^{-4} (80 дБ) при 50/60 Гц или 10^{-3} (60 дБ) при 800/1000 Гц. Это удовлетворяет требованиям к телефонным кабелям (коэффициент отражения перекрестных помех лучше 80 дБ). Таким образом, каналы защиты и телефонные каналы, а также несколько каналов защиты могут быть реализованы в параллельных жилах или витых тройках одного и того же кабеля. Влияние на измеряемые величины (поперечное напряжение) остается незначительным ($U_{\text{поперечн.}} \leq 10^{-4} \cdot U_{\text{продол.}}$), даже при наличии значительных наведенных продольных напряжений. Однако экран из алюминиевой ленты обладает ограниченной эффективностью (коэффициент ослабления $k_r = 0.9$).

Телефонная витая пара может быть использована для передачи аналоговых сигналов малой частоты до сигналов частотой 4 кГц (дифференциальная защита, дифференциально-фазная защита, устройства, принимающие сигналы телесигналы). При этом по данному проводу допустимо протекание только тока ограниченного значения (в несколько десятков мА), поэтому дифференциальная защита может быть реализована на основе принципа сравнения напряжений (дифференциальная защита, реализуемая при использовании двухжильного контрольного кабеля).

Для выполнения цифровой передачи сигналов необходимо использование модемов. В настоящее время они позволяют осуществлять передачу данных на скоростях в несколько десятков кбит/с. При использовании современных модемов возможна передача сигналов со скоростью в 64 кбит/с на расстояния в приблизительно в 10 км (см. раздел 9.3).

Витая тройка (трехжильный контрольный кабель) с увеличенным сечением предназначена для использования токовой дифференциальной защитой (дифференциальная защита, реализуемая при использовании трехжильного кабеля). Ток в жилах кабеля составляет в таком случае приблизительно 100 мА при номинальном токе ТТ.

Арендные телефонные линии

Витые пары также могут быть арендованы у телефонных компаний. В некоторых странах указанное является стандартной практикой. Преимуществом использования такого рода линий связи может являться то, что они не лежат вблизи воздушных линий электропередачи высокого напряжения или силовых кабелей и, тем самым, не подвержены влиянию помех. С другой стороны, необходимо учесть низкий уровень надежности данных контрольных кабелей.

При использовании кабелей с низким уровнем изоляции особого внимания заслуживают два момента:

1. Телефонные линии предназначены для работы при напряжениях менее ≤ 2000 В и обычно оснащены ограничителями перенапряжений для защиты от повышенных уровней напряжения [6-4]. Для этой цели на каждом из концов они включаются в цепь между жилами и землей. Когда два ограничителя перенапряжения на одном конце одновременно проводят ток, возможно КЗ

на контрольном кабеле. Указанное не допустимо для систем защиты, поскольку может привести к нежелательному их срабатыванию. Таким образом, необходимо убедиться в том, что к жилам, используемым для целей защиты, не подключено ограничителей перенапряжений³. В данном случае должны применяться жилы с более высоким уровнем изоляции.

Перенапряжения, возникающие на подстанции, не должны достигать устройств защиты через жилы кабеля, что предотвращается использованием защитных трансформаторов.⁴

2. Рабочее напряжение (максимальное поперечное напряжение) не должно превышать 225 В⁵ согласно требованиям стандарта VDE 0816, Часть 1 [6-5]. Дифференциальная защита должна быть реализована таким образом, что напряжение между двумя жилами не превышает указанное значение при протекании максимального тока КЗ или же должны быть применены варисторы уровня напряжения.

Помехи, наводимые током КЗ на землю

На контрольные кабели особое влияние оказывают значительные токи КЗ, протекающие через землю [6-1 to 6-3]. В этом контексте можно выделить два возможных варианта наведения высоких напряжений:

- из-за разницы потенциалов по заземляющему устройству (ЗУ)
- из-за наводимых продольных напряжений

Разница потенциалов по заземляющему устройству

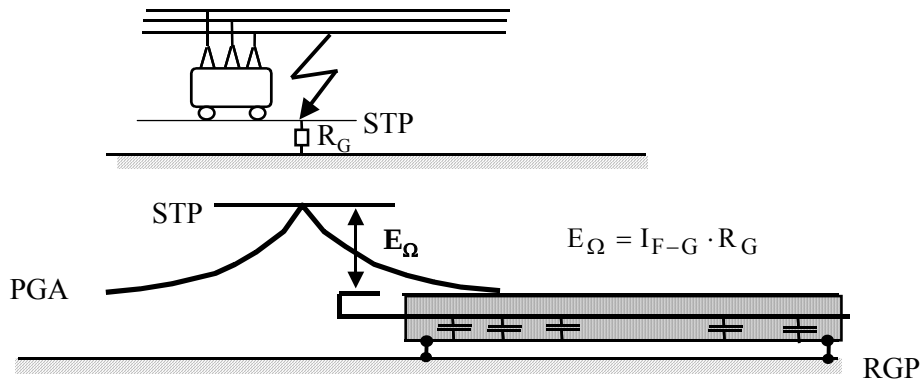
На рис. 6-4 представлена картина изменения напряжения на подстанции, которая возникает в случае КЗ на землю.

В связи падением напряжения на ЗУ станции разница между потенциалом земли на станции (заземление устройства, экран) и потенциалом удаленного конца (потенциал жилы) возрастает. К примеру, при сопротивлении ЗУ станции равном $R=0.5$ Ом и токе КЗ на землю равном $I_{F-E}=10$ кА будет иметь место следующая разница потенциалов: $\Delta E=10000\text{А}\cdot 0.5\text{Ом}=5000$ В. Жила контрольного кабеля, действуя как датчик, выносит потенциал нуля с удаленного расстояния непосредственно в центр “воронки напряжения”. В таком случае произойдет пробой контрольного кабеля с уровнем изоляции в 2 кВ (между жилой и экраном) или же устройства защиты с 2 кВ изоляцией. Необходимо улучшение характеристик ЗУ или же применение защитных трансформаторов для обеспечения изоляции от высокого напряжения.

³ Телефонные витые пары, которые прокладываются в параллель в кабеле, могут защищаться ограничителями перенапряжений. Неиспользуемые жилы должны быть заземлены с двух сторон, поскольку в таком случае они оказываются ослабляющими помехи цепями.

⁴ В Великобритании, где часто используются арендованные телефонные линии, все элементы, которые подключены к общественным телефонным кабелям должны быть изолированы от подстанционного оборудования (ТТ, цепей ОПТ и т.д.) при помощи 15 кВ защитных трансформаторов.

⁵ В Великобритании принято ограничение в 130 В (максимальное значение). Ток не может превышать 60 мА (действующее значение).



Legend:

- R_G station grounding resistance
- STP station potential
- PGA potential gradient area
- RGP remote ground potential
- E_Ω station potential rise against remote ground (ohmic coupled disturbance voltage)

Рис. 6-4: Риск повреждения контрольных кабелей из-за „воронки напряжения”, возникающей в результате значительного сопротивления ЗУ

Проводящая оболочка (хороший проводник) также может быть встроен в контрольный кабель вблизи станции. Поле тока КЗ, протекающего в экране, наводит напряжение в жилах, которое снижает падение напряжения на ЗУ или разницу напряжений между жилами и экраном кабеля. В США на точке входа в контур подстанции используются нейтрализующие реакторы (рис. 6-5).

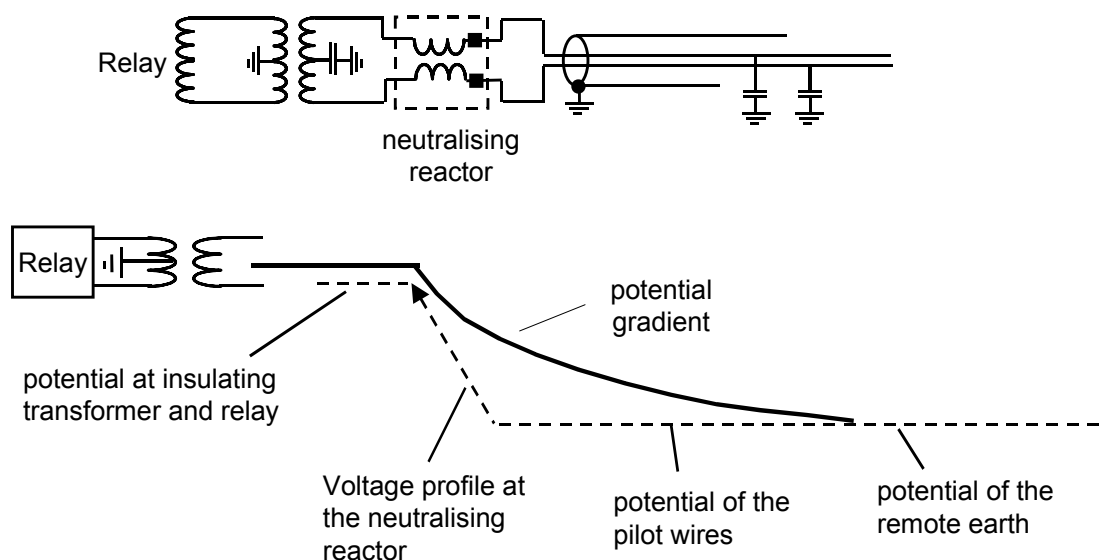


Рис. 6-5: Применение реактора для выравнивания потенциалов

Они включаются последовательно с жилами контрольного кабеля и предназначены для компенсации разницы потенциалов [6-6 to 6-8]. В данном случае разность напряжений в “воронке” вынуждает ток протекать в одном и том же направлении через обе обмотки реактора, который возвращается через емкость жил кабелей относительно земли и дополнительную емкость в защитном трансформаторе. Падение напряжения на значительной индуктивности реакторов затем компенсирует разницу напряжений между удаленной землей (жилы контрольного кабеля) и ЗУ.

Ток в жилах, используемых дифференциальной защитой, не изменяется при установке нейтрализующих реакторов, поскольку он протекает через обмотки в противоположных направлениях и, тем самым, его протеканию препятствует лишь незначительное индуктивное сопротивление.

Наводимое продольное напряжение

Если контрольный кабель проложен в непосредственной близости с воздушной линией электропередачи высокого напряжения или высоковольтной кабельной линией, за счет протекания токов короткого замыкания на землю наводятся продольные напряжения. Указанные напряжения могут достигать нескольких киловольт (см. рис. 6-2). Указания по выполнению расчетов наводимых напряжений приведены в стандарте VDE 0228, Часть 1. Для получения более подробной информации необходимо обратиться к данному стандарту. Здесь приведено лишь общее выражение:

$$E_i = 2\pi \cdot f \cdot w \cdot r \cdot I_{FE} \cdot M_{Ee} \cdot l \cdot 10^{-6} \quad (6-1)$$

где:

E_i	Наводимая продольная ЭДС, в Вольтах
f	Номинальная частота системы в Гц
I_{FE}	Наводимый ток КЗ на землю ($= 3 \cdot I_{F-0}$), в Амперах
w	Вероятностный коэффициент для I_{FE} (учитывает совпадение самых неблагоприятных условий для вычисления I_{FE} . При выполнении расчетов для контрольных кабелей, предназначенных для использования защитой, должно быть принято значение $w = 1$)
M_{Ee}	Взаимоиндукция между двумя отдельными проводниками с обратным контуром протекания тока через землю (см. рис. 6-6), в мГн/км
l	Эффективная длина коридора, в котором характерно значение указанной взаимоиндукции, в км (при изменении расстояния до влияющего присоединения расчет должен производиться разделением коридора на участки)
r	Результирующий коэффициент ослабления: $r = r_K \cdot r_S \cdot r_E \cdot r_X$ (учитывающий наличие оболочки кабеля, рельсовых путей, заземляющих проводов и других металлических проводников)

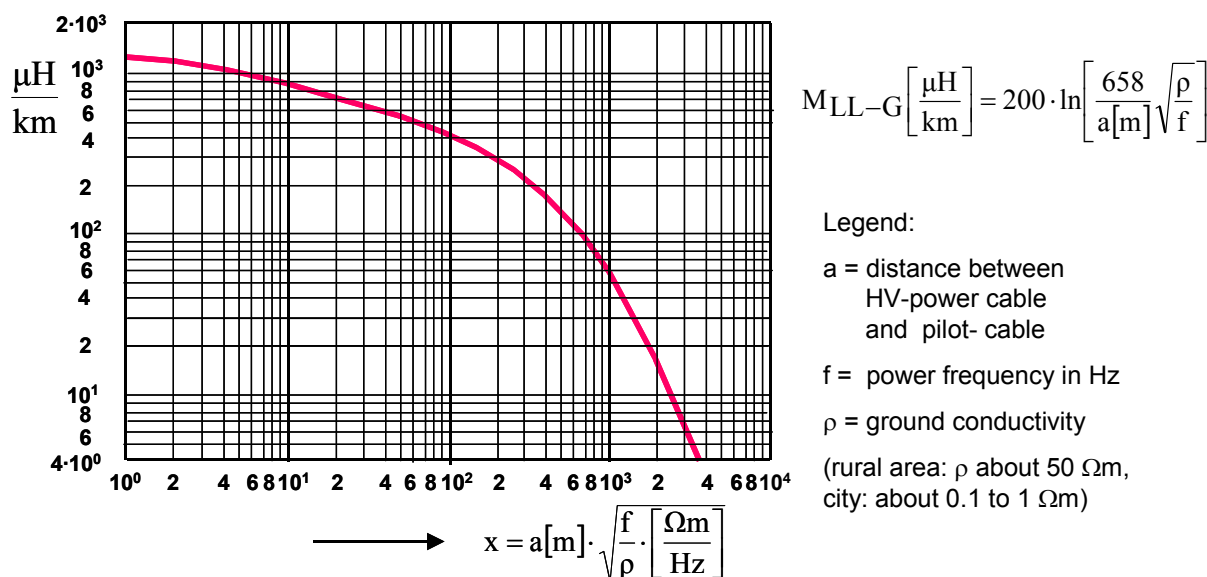


Рис. 6-6: Изменение взаимоиндукции между двумя проводниками с обратным контуром протекания тока через землю

Наводимое напряжение таким образом пропорционально току КЗ на землю, взаимоиндукции (близости расположения контрольного провода к высоковольтному присоединению) и длине коридора, в котором в непосредственной близости лежат контрольный кабель и высоковольтное присоединение. Снижение наводимых напряжений достигается за счет наличия параллельных контуров протекания токов КЗ. Ток, который частично компенсирует поле помех, наводится в данных контурах. Указанное отображается коэффициентами ослабления наводимого поперечного напряжения, представленными в обозначенном выше выражении (рис. 6-7).

Уровень снижения величины наводимого поперечного напряжения за счет имеющихся грозозащитных тросов и токопроводящих экранов (брони) высоковольтных кабелей зависит от значения активного сопротивления (материала,

сечения) и находится в диапазоне от 9 (стальной грозозащитный трос) до 0.2 (освинцованный кабель с металлической броней). Наличие железнодорожных путей позволяет обеспечить коэффициент снижения уровня наводимого поперечного напряжения значением от 0.8 до 0.2.

Для коммуникационного кабеля, именно который оказывается цепью на которую оказывается влияние, наводимое напряжение может быть снижено еще в большей степени при обеспечении заземления экрана кабеля с двух сторон.

При использовании кабелей с полиэтиленовой изоляцией (см. ранее) эффективность экрана оказывается достаточно низкой ($r = 0.9$). Однако при использовании коммуникационных кабелей с токопроводящим экраном (например, алюминиевым) и стальной ленточной броней коэффициенты ослабления наводимого поперечного напряжения равны таковым высоковольтных кабелей и равны приблизительно $r = 0.2$. [6-9]

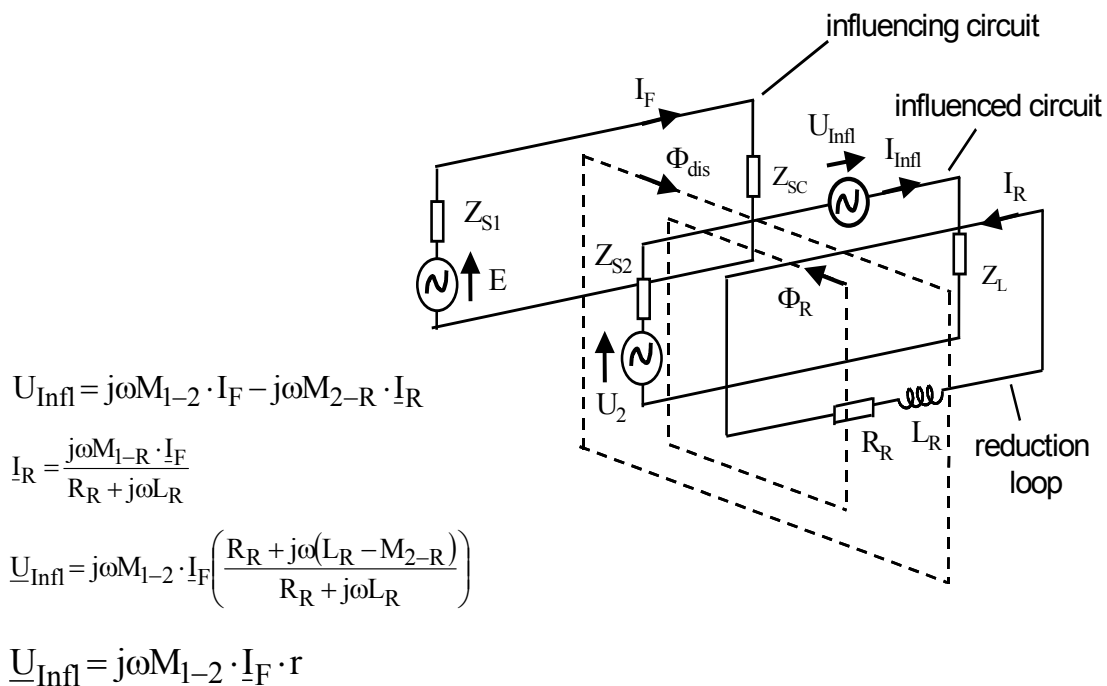


Рис. 6-7: Снижение уровня наводимого напряжения за счет использования экранов (заземленных с двух сторон) и наличия соответствующих проводников (r = коэффициент снижения)

Пример 6-1: Контрольный кабель, используемый дифференциальной защитой

- Исходные данные:
- трехжильный кабель 20 кВ в оболочке (НЕКВА)
 - Ток КЗ на землю 4 кА
 - Коэффициент ослабления кабеля $r_k = 0.7$
 - Длина коридора, в котором кабели проложены параллельно друг другу: 6 км
 - Поскольку на данном участке также ведутся строительные работы может быть принят дополнительный коэффициент ослабления, равный $r_x = 0.5$ (учет наличия труб, рельсовых путей и т.д.)
 - Защитный кабель согласно таблице 6-1 (коэффициент ослабления $r_k = 0.9$)
 - Расстояние между силовым и защитным кабелем составляет 1м

Найти: Наводимое напряжение на контрольный кабель

Решение: Согласно рис. 6-6 удельная взаимоиндукция равна $M_{Ее} = 1300$ мГн/км

Тогда согласно выражению 6-1 получаем:

$$E_i = 2\pi \cdot 50 \frac{1}{s} \cdot 1 \cdot 0.7 \cdot 0.5 \cdot 0.9 \cdot 4000 \text{ А} \cdot 1300 \cdot 10^{-6} \frac{\text{Н}}{\text{км}} \cdot 6.0 \text{ км} = 3086 \text{ В}$$

При таком значительном наводимом поперечном напряжении при реализации защиты могут быть использована только лишь витая тройка с номинальным напряжением 8 кВ. Таким образом, в данном случае необходимо реализовывать дифференциальную защиту, использующую трехжильный контрольный кабель (устройство 7SD503).

При использовании витой пары с изоляцией в 2 кВ необходимо обеспечить защиту применением ограничителей перенапряжения и лишь в этом случае данный кабель может быть использован при реализации дифференциальной защиты.

Сумма наводимых напряжений

В зависимости от подстанции и рабочих условий, наводимое напряжение E_i (рис. 6-2) и наводимое напряжение омического эффекта E_Ω (рис. 6-4) могут присутствовать по отдельности или же одновременно. Поскольку напряжения отличаются по фазе приблизительно на 90° их суммирование должно осуществляться векторным способом:

$$E_\Sigma = \sqrt{E_\Omega^2 + E_i^2} \quad (6-2)$$

В контрольном кабеле изоляция жилы относительно экрана должна быть выбрана опираясь на данное суммарное значение. Если напряжение превышает 1.2 кВ (60% от 2 кВ), тогда защита и устройства, использующие телесигналы для выполнения местного отключения, должны подключаться к жилам контрольного кабеля через защитные трансформаторы.

Меры, принимаемые для снижения наводимых напряжений

Следующие моменты необходимо учесть для снижения уровня наводимых помех:

- а) Стремитесь достичь наименьшего сопротивления заземляющего устройства на подстанциях высокого напряжения.
- б) Убедитесь в том, что контрольные кабели, прокладываемые вблизи подстанций высокого напряжения, оснащены металлической оболочкой с высокими проводящими способностями (поле тока, протекающего в оболочке, наводит напряжение в жиле, которое снижает разницу потенциалов между жилой и оболочкой в “конусе напряжения”.⁶)
- в) Стремитесь обеспечить наибольшие расстояния между высоковольтным оборудованием и контрольными кабелями.
- г) Попытайтесь обеспечить наименьшие коэффициенты ослабления со влияющей стороны (металлическая броня кабелей, экраны, грозозащитные тросы).
- д) Наименьшие коэффициенты ослабления со стороны, на которую оказывается влияние, обеспечиваются применением металлических оболочек и токопроводящих экранов с заземлением неиспользуемых жил на обоих концах, дополнительных проводников (согласуется с пунктом ф).
- е) Используйте контрольные кабели с высокими уровнями испытательных напряжений (уровень изоляции между жилами и экраном, жилой и параллельной жилой) (согласовано с пунктом е).
- ж) Убедитесь, что жилы свиты симметричным образом.
- з) При необходимости применяйте защитные трансформаторы.

Контроль исправности контрольных кабелей

Контрольные кабели могут быть повреждены, к примеру, вследствие движения грунта. Таким образом при больших расстояниях, покрываемых кабелями, требуется осуществлять контроль их исправности.

Старые устройства дифференциальной защиты применяли способ наложения постоянных токов в несколько мА для данной цели. Однако данный способ имеет недостаток, заключающийся в том, что необходимо обеспечение гальванической связи с жилами контрольного кабеля. В этом случае невозможно применение защитных трансформаторов.

Современные устройства защиты осуществляют контроль исправности наложением сигналов переменного тока в спектре тональных частот, поэтому могут быть использованы защитные трансформаторы. В случае реализации дифференциально-фазной защиты или при использовании устройства, осуществляющего обмен данными в спектре тональных частот, для выполнения контроля исправности может быть использован непосредственно сам формируемый сигнал или собственная частота. Для передачи сигнала при напряжении постоянного тока должна быть использована циркуляция тока в состоянии покоя.

При передаче цифрового сигнала осуществляется контроль исправности в самом устройстве.

⁶ В США нейтрализующие реакторы, которые включаются последовательно с жилами контрольного кабеля, применяются для компенсации разницы потенциалов в „конусе напряжений”.
[6-6 - 6-8]

6.1.2 Волоконно-оптические линии связи (ВОЛС)

Волоконно-оптические линии связи (ВОЛС) стали широко применяться с начала 90-х годов⁷. При реализации такого рода каналов связи осуществляется передача данных в широкой полосе частот без влияния на них электромагнитных помех. Скорости передачи при этом могут достигать нескольких гигабит/с.

На электроэнергетических объектах ВОЛС прокладываются под землей, выполняются самонесущими воздушными кабелями или же встроенными в грозозащитный трос (ГЗТ). Волоконно-оптический кабель может быть стянут с проводом заземления или фазным проводом воздушной линии электропередачи, поэтому такому кабелю не требуется обеспечения какой-либо механической поддержки. В кабеле может содержаться до 96 независимых волокон. [6-10]

Волоконно-оптические кабели используются в мультиплексном режиме, обеспечивая выполнение нескольких задач. Лишь в исключительных случаях для целей защиты выделяются отдельные волокна.

Устройство защиты подключается к мультиплексору через стандартный электрический интерфейс (X.21 или G.703) и передача данных, в этом случае, осуществляется согласно управляющим командам.

Также устройством защиты может быть предусмотрен оптический интерфейс для реализации прямого подключения к нему ВОЛС. При значительных расстояниях, на которые осуществляется передача данных, в канале может быть установлено специальное устройство передачи данных.

Оптические сети обмена данными

Канал тональной частоты 64 кбит/с является основой реализации цифрового обмена данными в коммуникационных сетях. Указанное обуславливается частотой дискретизации аналогового сигнала тональной частоты равной 8 кГц (125 мкс) и разрешающей способностью в 8 бит.

На основе этого канала $8 \times 8 = 64$ кбит/с возможно построение иерархии мультиплексных систем, начиная с системы РСМ-30, которая предоставляет 30 каналов 64 кбит/с (+2 дополнительных канала) в виде мультиплексной передачи с временным уплотнением через соединение 2.048 кбит/с. Указанное обычно определяют, как передачу со скоростью 2 Мбит/с.

Дальнейшим мультиплексированием получают системы с большим числом каналов со скоростями 8, 34, 140 или 565 Мбит/с (PDH) [6-11 - 6-13, 6-21].

Основы

Волоконно-оптический кабель состоит из сердцевины, которая окружена рукавом (оболочкой) и оболочкой, предназначенной для обеспечения защиты от механических повреждений и увеличения предела прочности на разрыв. Сердцевина является основной частью волоконно-оптического кабеля и обеспечивает канал для передачи светового сигнала. Сигнал распространяется лишь в сердцевине, поскольку коэффициент отражения сердцевины n_1 превышает коэффициент отражения оболочки n_2 . Световые волны полностью отражаются на границе между сердцевиной и оболочкой, таким образом, распространяясь внутри сердцевины по нескольким модам. Для обмена сигналами между двумя концами линии используется только стеклянное оптоволокно, поскольку при его

⁷ Первая ВОЛС для компании Deutsche Telekom AG была установлена компанией Siemens в 1977 году.

использовании затухание сигнала достаточно мало. Пластмассовое оптоволоконно подходит при организации передачи данных на небольшие расстояния (менее 100 м).

Различают два вида волоконно-оптических кабелей:

- Многомодовые волоконно-оптические кабели
В этом случае распространяется большое число световых волн, которые в своей сумме обеспечивают передачу сигнала.
- Одномодовые волоконно-оптические кабели
В этом случае распространяется лишь одна световая волна.

Многомодовые волоконно-оптические кабели могут иметь ступенчатый профиль показателя преломления, обладая резким изменением оптической плотности между сердцевиной и оболочкой, или же плавным изменением показателя преломления, с непрерывным уменьшением плотности сердцевины пропорционально радиусу.

На практике применяются следующие типы оптоволокна:

- Градиентное волокно, используемое при реализации передачи данных на небольшие расстояния < 1.5 км (соединения в пределах подстанции, например между устройствами защиты и сигнализации).
- Одномодовое волокно, используемое при реализации передачи сигналов на большие расстояния (приблизительно до 100 км) от одного конца линии до другого. К примеру, данный тип волокна применяется при реализации канала связи для дифференциальной защиты.

Градиентное оптоволокно

Профиль показателя преломления, который имеет параболическую форму, обуславливает синусоидальный характер распределения отдельных световых волн (рис. 6-8, А). Разница во времени распространения световых волн по индивидуальным траекториям составляет лишь 0,1 нс при общем времени распространения равном 5 мкс/км. Стандартный диаметр сердцевины градиентного оптоволокна составляет 50 мкм, а диаметр оболочки составляет 125 мкм.

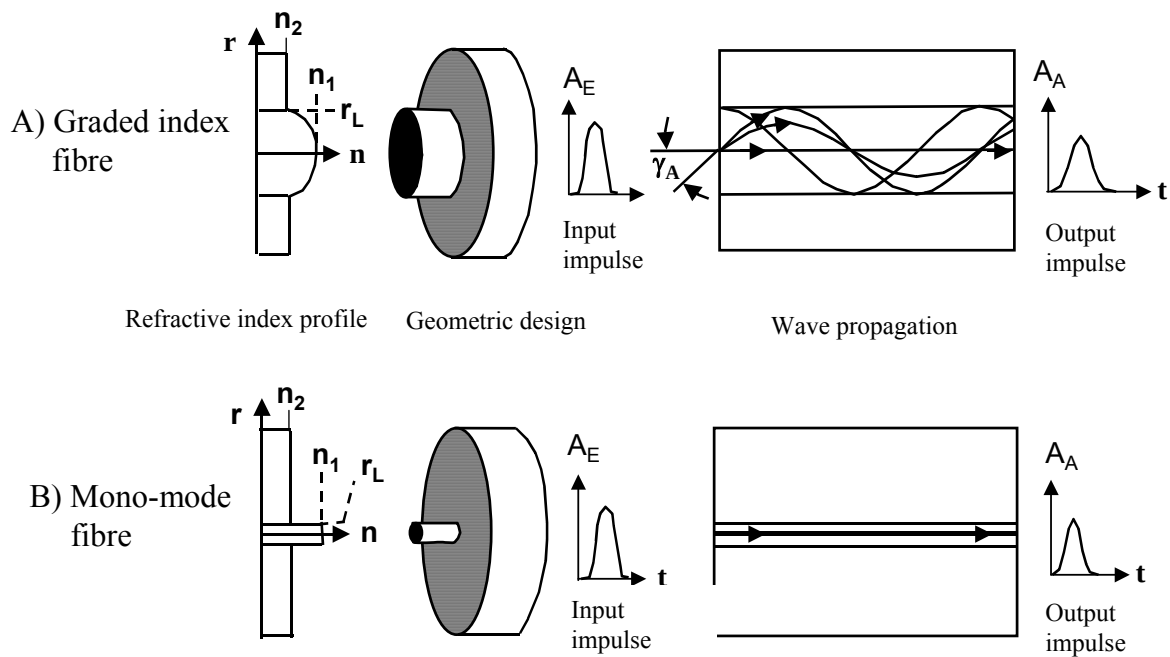


Рис. 6-8: Распространение света в оптоволоке (принцип)

Одномодовое оптоволоконно

Световая волна распространяется вдоль оси оптоволоконно (рис. 6-8, B). Необходимым условием является то, что диаметр сердцевины не должен в значительной степени превышать длину волны используемого светового сигнала. К примеру, должен составлять не более 9-10 мкм для световой волны длиной 1300 нм. Одномодовое волокно всегда имеет ступенчатый профиль изменения показателя преломления. Одномодовое волокно обеспечивает превосходные характеристики передачи светового сигнала (очень малое затухание и пренебрежительно малое рассеяние сигнала). Поскольку диаметр сердцевины мал, применение данного типа оптоволоконно оказывается более сложным. Получение требуемого уровня сигнала на передающем конце становится более сложным и требует применение лазерного диода вместо менее сложных и менее дорогостоящих светодиодов.

Затухание сигнала

Снижение интенсивности сигнала в волоконно-оптических кабелях оценивается в дБ/км. В основном затухание обусловлено следующими факторами:

- Рассеянием в результате неоднородного распространения света (Релеевское рассеяние),
- Поглощением, обусловленным содержанием примесей в материале.

В то время, как избежать Релеевского рассеяния не представляется возможным в силу его природы, потери на поглощение могут быть снижены улучшением технологии производства.

Обе причины затухания сигнала зависят от длины оптической волны сигнала. Релеевское рассеяние обратно пропорционально длине волны в четвертой степени, в то время, как потери на поглощение резко увеличиваются при опре-

деленных длинах волн (резонансные потери) (рис. 6-9). Как видно из представленной характеристики имеется три характерные длины волн с малыми потерями на поглощение: 850 нм, 1300 нм и 1550 нм. Стандартные системы передачи данных работают с указанными длинами волн. Системы, работающие с длиной волны 850 нм используют градиентное оптоволокно, в то время, как системы, работающие с длинами волн равными 1300 и 1550 нм используют одномо-

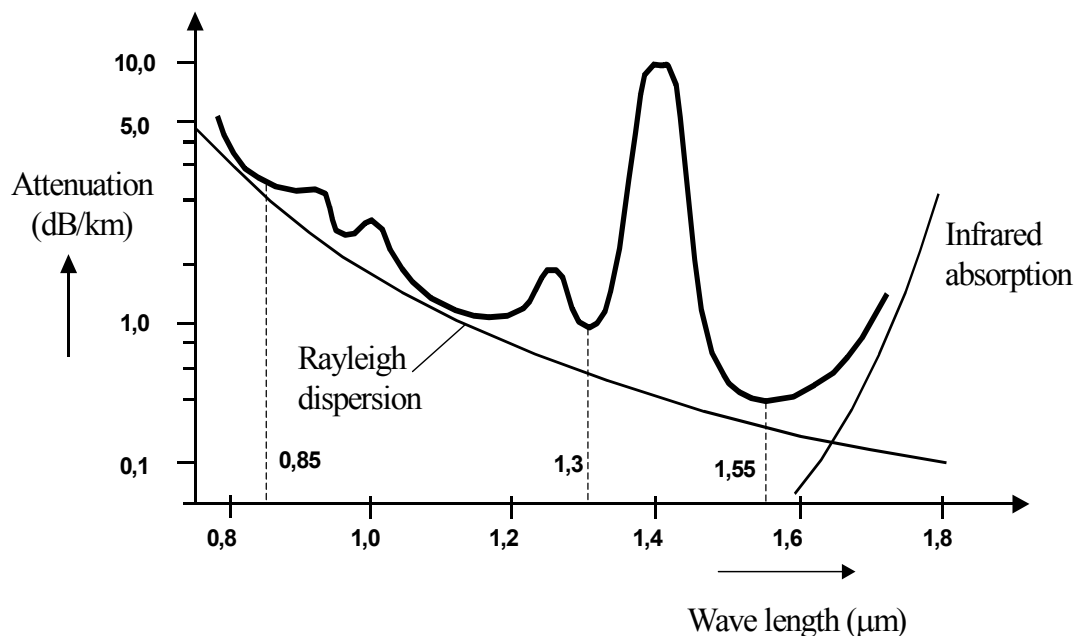


Рис. 6-9: Затухание сигнала в одномодовом оптоволокне в зависимости от длины волны

довое оптоволокно. В частности при длинах волн равных 1550 нм затухание составляет приблизительно 0.2 дБ/км, что приближается к теоретическому минимуму в 0.12 дБ/км кремниевого стекла.

Применение больших длин волн для кремниевого стекла не является практичным, поскольку поглощение в инфракрасном диапазоне приводит к увеличению затухания.

Большие затухания сигнала из-за возможных изгибов волоконно-оптического кабеля при его прокладке не характерны. Лишь значительный изгиб кабеля (приблизительно в 1 мм) приведет к значительному увеличению затухания.

Оптический передатчик и приемник

Передатчики света могут быть выполнены на основе светодиодов и лазерных диодов. Передатчик должен иметь значительную плотность излучения и излучающая поверхность должна, если это возможно, быть меньше сердцевины волоконно-оптического кабеля. Номинальная мощность излучения светодиода менее 5 мВт, в то время, как мощность излучения лазерного диода приблизительно в 3 раза больше.

Приемники (оптоэлектрические преобразователи) являются фотодиодами различных типов. Регулируемые резистивные диоды или же более чувствительные лавинные диоды применяются наиболее чаще.

Планирование ВОЛС

Волоконно-оптическую линию связи можно определить состоящей из следующих элементов: состыкованных сегментов кабеля и разъемов подключения на концах кабеля.

Здесь учитывается лишь затухание. В связи с низкими скоростями обмена данными, требуемыми защитами, оно является определяющим фактором. При более высоких скоростях оптической модуляции в мегабитном диапазоне, что более характерно для телекоммуникационных систем, также должна быть учтена пропускная способность ВОЛС.

Для получения более подробной информации рекомендуется обратиться к соответствующей литературе.[6-9]

Оценка затухания

Общее затухание ВОЛС α_{Total} оценивается исходя из известной длины кабеля l , коэффициента затухания α_{FF} и числа n затуханий α_{SPL} , обусловленных наличием состыкованием сегментов волоконно-оптического кабеля. Затухание α_{PL} , обусловленное наличием соединительных разъемов, также необходимо здесь учитывать.

Число сегментов кабеля должно всегда быть принято минимальным. Следовательно, должна быть обеспечена максимально возможная длина используемых сегментов.

Поскольку ВОЛС проектируются на долгий срок эксплуатации, также необходимо допустить вероятность установки дополнительных сегментов кабеля учетом затухания α_{RES} . Установка дополнительных сегментов кабеля может быть необходима в результате возникновения повреждения кабеля, вследствие движения грунта, или в тех случаях, когда кабель повторно прокладывается по другому направлению. Запас должен быть определен конечным пользователем.

Следующие данные могут быть использованы для выполнения грубой оценки:

Элемент оптической системы:		Затухание сигнала:
Одномод. волокно	при 1300 нм	$\alpha_{FO} = 0.45$ дБ/км
	при 1550 нм	$\alpha_{FO} = 0.30$ дБ/км
Град. волокно	при 850 нм	$\alpha_{FO} = 2.5 - 3.5$ дБ/км
	при 1300 нм	$\alpha_{FO} = 0.7 - 1.0$ дБ/км
На отрезок кабеля		$\alpha_{SPL} = 0.1$ дБ
На разъем	FSMA	$\alpha_{PC} = 1.0$ дБ
	FC	$\alpha_{PC} = 0.5$ дБ
Запас		$\alpha_{RES} = 0.1 - 0.4$ дБ/км

Таблица 1: Затухания светового сигнала, грубая оценка

Общее затухание системы ВОЛС определяется согласно следующему выражению:

$$\alpha_{Total} = l \cdot \alpha_{FO} + n \cdot \alpha_{SPL} + 2 \cdot \alpha_{PC} + l \cdot \alpha_{Res} \quad (6-3)$$

Пример 6-2: Вычисление максимально возможного расстояния передачи
 При использовании устройства передачи данных защиты 7VR500
Исходные данные: Данные устройства:
 Мощность передачи при использовании лазерного диода: $\alpha_S = -14$ дБ
 Минимальная мощность приема: $\alpha_R = -46$ дБ
 Длина оптической волны: 1300 нм
 Волоконно-оптический кабель состоит из сегментов длиной 2 км.
 Запас по затуханию выбран равным 0.2 дБ/км.

Определить: Максимально возможное расстояние передачи

Решение: Длина кабеля составляет: $l = x \cdot 2 \text{ км}$
 Число стыкующих сегментов кабеля: $n = x - 1$
 Допустимый уровень затухания составляет: $-14 - (-46) = 32 \text{ дБ}$
 Исходя из (6-3) имеем:

$$32 \text{ дБ} = x \cdot 2 \text{ км} \cdot 0.45 \frac{\text{дБ}}{\text{км}} + (x - 1) \cdot 0.1 \text{ дБ} + 2 \cdot 0.5 \text{ дБ} + x \cdot 2 \text{ км} \cdot 0.2 \frac{\text{дБ}}{\text{км}}$$

 В результате получаем:
 $x \approx 22$, что эквивалентно: $l \approx 44 \text{ км}$

6.1.3 Радиорелейные линии связи

Линии направленной радиосвязи работают с длинами волн в сантиметровом диапазоне (1 - 20 ГГц) и при этом используются передатчики и приемники. Высокая направленность достигается использованием параболической антенны диаметром от 1 до 2 метров, которая направляет сигнал передачи. Приемник должен находиться в пределах видимости (приблизительно 50 км), поскольку направленные радио волны не изменяют своей траектории с изменением ландшафта поверхности земли. Если расстояние до приемника превышает указанный предел, тогда требуется использование промежуточных ретрансляторов (рис. 6-10).

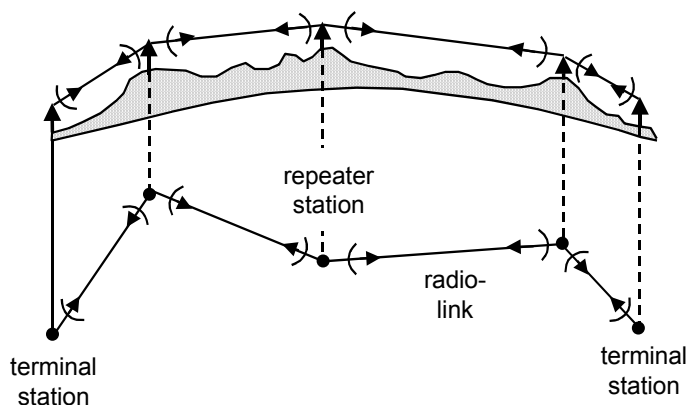


Рис. 6-10: Радиорелейная линия связи

Преимуществом направленной радио связи является то, что ее реализация не зависит от высоковольтного присоединения и, тем самым, КЗ и коммутации не оказывают никакого влияния на передачу данных. С другой стороны, неблагоприятные атмосферные условия (сильный дождь) и отражения могут вызвать затухание сигнала.

Стандартной практикой является использование цифровых радиосистем, которые используют кодоимпульс-

ную модуляцию (КИМ). Данные широкополосные микроволновые линии радиосвязи обычно являются частью частной цифровой сети. Защита использует каналы 64 кбит/с. Подключение обычно осуществляется через интерфейс стандарта X.21 или G.703.

6.2 Цифровой обмен данными между устройствами защиты

Современные устройства защиты имеют значительное число интерфейсов обмена данными [6-16]:

- Последовательный интерфейс, предназначенный для реализации местного соединения с ПК
Данный интерфейс обычно расположен на лицевой панели устройства и не является стандартизованным. В устройствах защиты компании Siemens используется интерфейс V.24/V.28 и структура протокола МЭК 870-5-103.
- Сервисный интерфейс для реализации удаленного управления устройством
В этом случае используется либо интерфейс RS 485, либо оптический интерфейс. Устройства защиты станции могут быть подключены к центральному модему при использовании звездообразного разветвителя. Используемый протокол – точно такой же, как и для последовательного интерфейса лицевой панели устройства защиты.
- Системный интерфейс
При помощи данного интерфейса организуется соединение устройства защиты с системой управления (подстанционным или сетевым устройством управления). В Европе широко используется стандарт МЭК 870-5-103 (интерфейс и протокол). Также возможно применение LAN интерфейсов (например, Profibus). Modbus или DNP3.0 являются наиболее предпочтительными стандартами в США.
- Интерфейс данных защиты
Данный интерфейс предназначен для реализации обмена данными с устройствами защиты противоположных концов. Для этой цели не определено ни одного международного стандарта. Лишь в Германии существует проект стандарта на передачу дискретных сигналов (разрешающих или блокирующих сигналов, команд). Реализуемый метод передачи измеряемых величин дифференциальной защиты зависит от фирмы-производителя конкретного устройства. Соединение между двумя устройствами защиты должно быть тщательным образом спланировано, поскольку от этого напрямую зависит надежность функционирования всей системы защиты. В частности, этому вопросу необходимо уделить особое внимание, когда на линию связи могут воздействовать помехи. Структуры телеграмм и методы передачи должны быть определены при учете таких факторов, как помехоустойчивость и надежность.

Методы цифровой передачи данных [6-11, 6-12]

Информация, которая подлежит передаче, может быть представлена в виде последовательности битов (измеряемые величины в цифровом виде, закодированные сигналы управления, текст в коде ASCII). Здесь 8 информационных

разрядов образуют байт. Полное сообщение в общем случае составляется из нескольких байтов.⁸

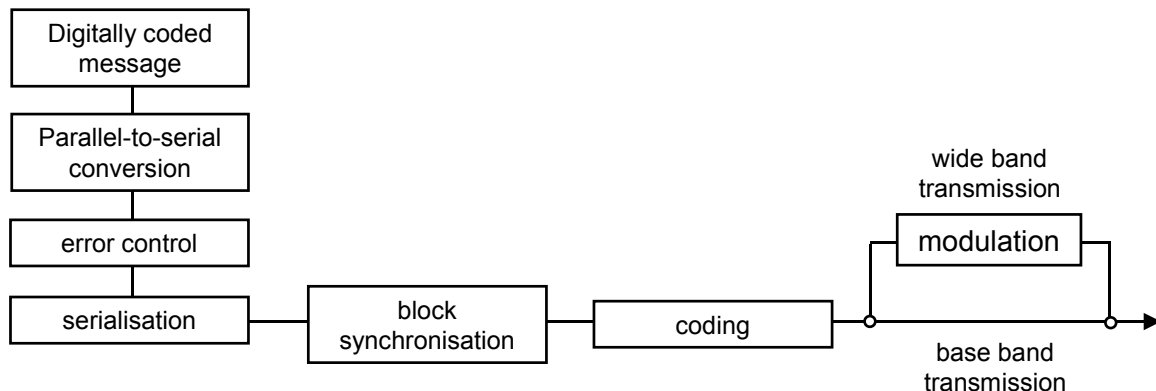


Рис. 6-11: Последовательность выполняемых операций при реализации последовательной передачи данных (передающий конец)

Последовательность выполняемых операций при реализации последовательной передачи данных представлена на рис. 6-11.

Первоначально сообщение должно быть разделено на информационные блоки, которые могут отличаться по длине, но при этом для них должна быть определена максимальная длина. Затем информационные блоки дополняются контрольными разрядами (избыточное кодирование), что позволяет обнаруживать ошибки передачи на приемном конце.

Синхронизация блоков в потоке битов необходима для того, чтобы убедиться в том, что начало и конец блока четко идентифицируются на приемном конце. Таким образом, индивидуальные элементы блока (адрес, данные и т.д.), которые относятся к началу блока, смогут быть декодированы верным образом (рис. 6-12).

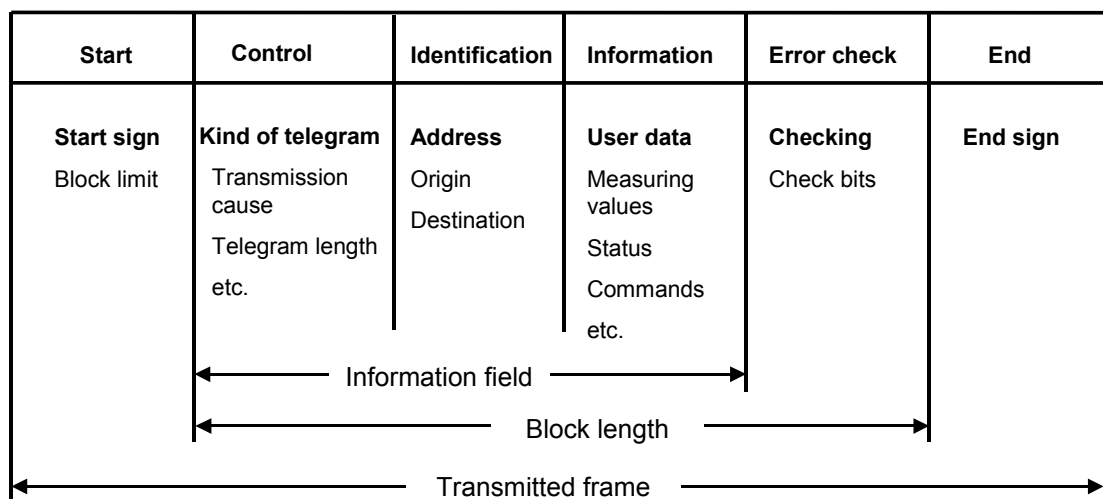


Рис. 6-12: Структура сообщения телеуправления

⁸ Наименьшим элементом информации является бит. Несколько битов образуют символ. Символ длиной в 8 бит является байтом. Несколько байтов образуют информацию или блок данных.

Последующее кодирование и модуляция требуются для придания физическому сигналу характеристик, необходимых для осуществления его передачи по каналу связи.

На приемном конце для восстановления сообщения выполняются соответствующие операции (демодуляция, декодирование и преобразование кода из последовательного в параллельный).

Кодирование сигнала

Для передачи цифровой информации логические состояния “0” и “1” должны быть представлены состояниями электрического сигнала, т.е. применяется кодоимпульсная модуляция (КИМ). Наименьшая единица цифрового сигнала называется элементом кода. В общем случае может существовать несколько определенных состояний. Элемент кода, который может иметь два состояния, называется двоичным. Длительность элемента кода T определяет скорость сигнала:

$$v_S = \frac{1}{T} [\text{Baud}] \quad (6-3)$$

Если элемент кода имеет несколько состояний, которые определяются отдельными информационными разрядами (логическим состоянием “1” или “0”), тогда результирующая скорость передачи (эквивалентная скорость передачи битов в бит/с⁹) может быть кратной скорости передачи сигнала:

$$v_T = v_S \cdot \lg_2(n) [\text{bps}] \quad (6-4)$$

Для двоичных кодов, определяемых двумя состояниями, скорость передачи битов равняется скорости сигнала.

Стандартными являются следующие коды (рис. 6-13):

Код NRZ (потенциальный код без возвращения к нулю) является простейшим. Длина прямоугольных импульсов соответствует длине кода. В этом коде последовательность логических “1” образует непрерывный сигнал фиксированной полярности. Таким образом, сигнал содержит постоянную составляющую и также не является самосинхронизирующим.

Код RZ (потенциальный код с возвращением к нулю) обладает теми же свойствами, что и код NRZ, однако при последовательности логических “1” передается сигнал синхронизации.

Код AMI (метод биполярного кодирования с альтернативной инверсией) имеет три уровня потенциала (три определенных состояния), которые, однако, используются только для представления двух дискретных значений. Изменением полярности логического состояния “1” исключается постоянная составляющая сигнала. Сигнал синхронизации передается только при логическом состоянии “1”.

Манчестерский код: сигнал в этом коде состоит из двух половин, отличающихся на 180°. Частота синхронизации в два раза превышает скорость сигнала, поэтому для передачи информации требуется наличие скорости передачи битов или ширины полосы пропускания канала в два раза большей. В сигнале отсутствует постоянная составляющая и, таким образом, представляется возмож-

⁹ Бит в секунду

ным осуществлять передачу сигнала через витую пару (с гальванической изоляцией).

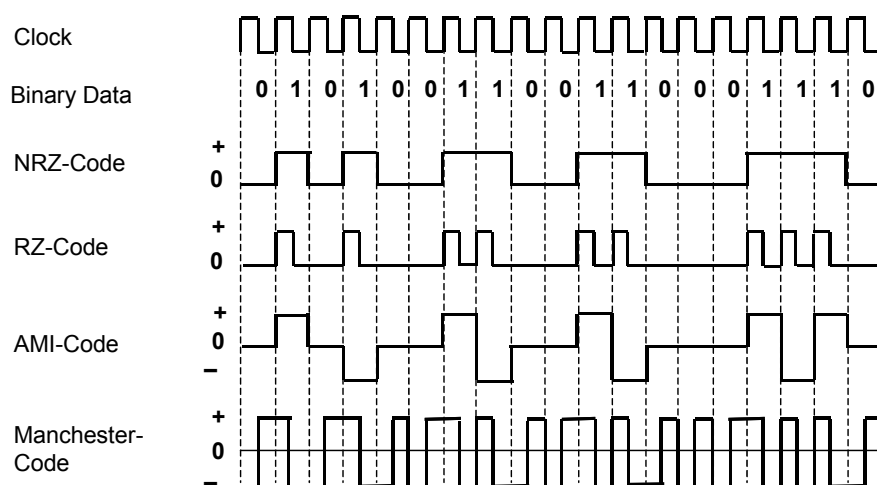


Рис. 6-13:
Коды

Асинхронная и синхронная передача данных

Приемник цифрового сообщения должен управляться, таким образом, чтобы выборка дискретных данных производилась бы как можно ближе к центру сигнала.

Асинхронная передача данных является наиболее простым техническим решением. Каждый символ (байт) сопровождается старт и стоп битами. Последовательность бит в символе фиксирована во времени. Выборка данных ресинхронизируется старт битом каждого принятого символа. Между символами могут существовать длительные паузы. Биты двух отдельных последовательных символов не отличаются друг от друга на фиксированное время. Поскольку часы двух физически разных устройств никогда не могут быть синхронными и поскольку существуют задержки в канале связи при передаче, символ не может быть длиннее, чем приблизительно один байт и скорость передачи данных также не может быть очень большой (< 64 кбит/с). Производительность асинхронных систем передачи данных меньше производительности систем синхронной передачи данных. Однако реализация асинхронной системы проще и дешевле. Реализация такого способа передачи данных подходит при требуемых небольших скоростях передачи данных и спонтанной передаче данных.

Типичным примером асинхронной передачи данных является формат телеграмм FT 1.2 (согласно МЭК 60870-5-1 [6-17]), который был разработан для систем телеуправления и также используется при реализации обмена данными между защитами (рис. 6-14).

Он выступает в качестве основы стандарта (МЭК 870-5-103) для интерфейсов данных защиты и интерфейсов сигнализации с характерными малыми скоростями передачи данных, используемых при реализации дифференциально-фазной защиты (например, при использовании устройства защиты компании 7SD51 и скоростях передачи в 19.2 кбит/с).

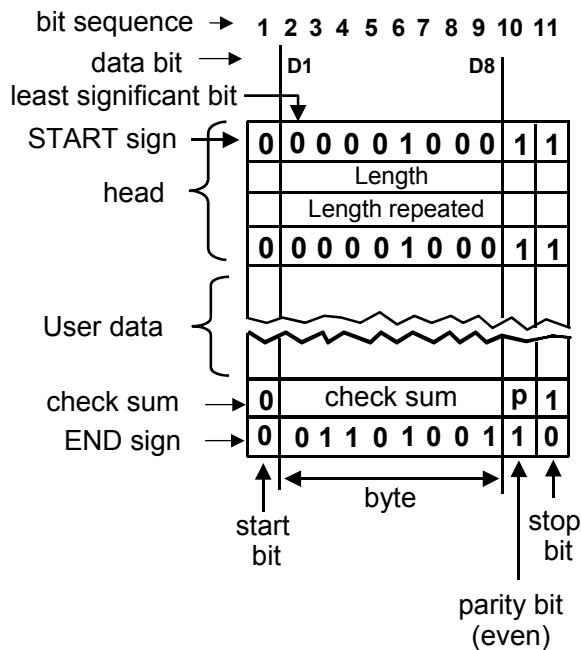


Рис. 6-14:

Формат телеграммы согл-но МЭК 60870-5-1,
Класс формата FT1.2 (перем. длина телегр.)

чены. Указанное может быть достигнуто применением шифраторов на передающем конце и дешифраторов на приемном конце.

Начало и конец блока данных определяются характерными флагами открытия и закрытия (синхронизация блоков).

Поскольку в блоке может быть передано большое количество пользовательских данных, а также поскольку синхронизация может быть обеспечена с высокой точностью, синхронная передача данных обладает более высокой производительностью и эффективностью по сравнению с асинхронной передачей данных. Однако, реализация данного метода более сложна и дорога. Синхронная передача данных применяется при реализации продольной дифференциальной токовой защиты, где данные непрерывно передаются с большой скоростью.

На рис. 6-15 представлена структура кадра широко применяемого протокола HDLC (протокол высокоуровневого управления каналом передачи данных), который, в частности, применяется при реализации дифференциальной защиты линии [6-18].

Opening Flag	Address Field	Control Field	Information Field	Frame Check FCS	Closing Flag
01111110	8 or more bits	8 or 16 bits	any length	16 or 32 bits	01111110

Рис. 6-15: Протокол HDLC: Структура кадра согласно ISO 3309

Обработка ошибок

Возникновения ошибок при передаче данных не представляется возможным избежать. Основной задачей обработки ошибок является их обнаружение, обеспечение отклонения телеграмм с ошибками, а также обеспечение повтор-

При синхронной передаче данных все биты фиксированы во времени и между двумя концами существует синхронизм. Сигнал синхронизации может быть передан через отдельную линию синхронизации, либо может быть использован самосинхронизирующий код. В этом случае сигнал синхронизации восстанавливается, как и остальные данные из принятого сигнала. В принципе, любая граница сигнала на приемном конце может быть использована для синхронизации. При этом лишь необходимо удостовериться в том, что границы сигнала доступны с достаточной частотой, т.е. продолжительные состояния сигнала, такие, как последовательность "1" или "0" должны быть исключены.

ной передачи телеграмм. Непосредственное исправление поврежденных телеграмм в принципе возможно, однако трудно реализуемо, поскольку в этом случае требуется передачи значительного объема избыточной информации.

Набор мер, направленных на увеличение степени надежности передачи данных, зависит от вероятности искажения бита в канале связи и важности передаваемых данных.

Вероятность искажения бита (BER)¹⁰ для конкретного канала связи зависит от используемой среды передачи данных. Характерны следующие стандартные значения BER [6-11]:

- 10^{-5} для телефонных линий
- 10^{-6} - 10^{-7} для цифровых сетей обмен данными компании German Telecom
- 10^{-9} для коаксиальных кабелей
- 10^{-12} для волоконно-оптических кабелей

Приведенные значения справедливы при нормальных условиях работы. Ненормальные условия, приводящие к увеличению вероятности искажения бита, такие, как, например, смещения битов, ошибки синхронизации, возникающие неисправности соединения, ошибки устройства или затухание (фединг) для направленной радиорелейной связи, также должны быть учтены при применении того или иного канала связи для целей защиты.

Согласно докладу CIGRE 2001 года [6-13], в котором рассматриваются защиты, использующие канал связи для обмена данными, применимы следующие показатели:

- 10^{-6} для ВОЛС
- 10^{-6} для сетей данных (PDH, SDH, ATM)
- 10^{-3} для направленных радиорелейных линий связи
- ---- для проводных каналов связи информации не предоставлено (использование таких каналов для цифрового обмена данными не рекомендуется)

Опубликованные данные, отражающие вероятность искажения бита, значительно различаются и в сильной степени зависят от местных условий и условий окружающей среды. Направленные линии радио связи, в частности, имеют плохую репутацию из-за характерного затухания (фединга), имеющего место при неблагоприятных погодных условиях, хотя некоторые пользователи отмечают хорошую работу подобных линий связи [6-14,6-15].

В докладе CIGRE [6-13] о дифференциальной защите (система сравнения аналоговых величин) упоминаются следующие требования к вероятности искажения бита:

- 10^{-6} при нормальных рабочих условиях
- 10^{-5} при КЗ в сети ВН

В соответствии с нормами стандартов ITU-T G.821 рекомендуется следующее: В общем случае устройство защиты и устройство управления должны функционировать правильным образом при вероятностях искажения бита до 10^{-3} , в соответствии, с чем принимается, что характеристики (коэффициент готовности, времена отключения) будут хуже, если вероятность искажения бита превысит значение в 10^{-6} .

¹⁰ BER: отношение числа искаженных битов к общему числу переданных битов.

Спецификации согласно стандарту DIN/EN 60834-2 1993 года определяют такую же формулировку [6-19].

Коэффициент готовности коммуникационной системы должен быть лучше, чем 99,99%.

Меры по обеспечению надежной передачи данных

Избыточное кодирование применяется для обеспечения защиты от ситуаций, когда имеет место искажение битов. Передатчик дополняет телеграмму дополнительной информацией (контрольными разрядами), которая определяется служебными данными (также передаваемые данные). На приемном конце контрольные разряды определяются согласно той же процедуре исходя из служебных данных и производится сравнение полученных контрольных разрядов с вычисленными. Мерой эффективности данной проверки является “расстояние Хэмминга”. Оно определяет какое число разрядов блока данных должно быть искажено прежде, чем правила кодирования идентифицируют, что блочный код опять действителен. Таким образом, код с расстоянием Хэмминга $d=4$ защищен, даже, если имеет место одновременное искажение 3 битов в одной телеграмме.

Поперечный и продольный паритет

Хотя одиночный бит паритета (соответствует $d=2$) снижает вероятность искажения бита на два порядка, его не достаточно для обеспечения приемлемой целостности данных.

Контролем поперечного паритета каждого символа и арифметической суммы битов всех служебных данных в каждом блоке может быть получено расстояние Хэмминга $d=4$. Тем самым, вероятность искажения бита снижается до 10^{-6} . Этого достаточно для задач телеуправления и защиты. Однако необходимым условием здесь является то, что вероятность искажения бита для данного канала передачи данных не превышает 10^{-4} .

Избыточная циклическая сумма

Для протоколов передачи, обладающих произвольной последовательностью битов, выполняется циклическая проверка блока. При этом не требуется, чтобы информация была структурирована в байтах или других единицах. 16 или 32 контрольных разряда в форме контрольной суммы CRC (циклическая проверка) или FCS (контрольная последовательность кадра) добавляются к передаваемой последовательности битов (блоку). Контрольные разряды вычисляются исходя из последовательности исходя из служебных разрядов при помощи процедуры сложения по модулю 2. Соответствующая схема формирования контрольных кодов состоит из комбинации сдвиговых регистров и элементов исключающее ИЛИ [6-11].

Вероятность наличия необнаруженных ошибок блока может быть снижена до 10^{-5} (CRC-16) или 10^{-10} (CRC-32).

Также в этом случае обеспечивается защита от внезапных возмущений.

Стандарты обмена данными

Стандартизация протоколов и интерфейсов должна способствовать развитию совместимых и открытых систем обмена данными.

В настоящее время применяется семиуровневая модель взаимодействия открытых систем, разработанная международным комитетом по стандартизации (ISO) [6-17]. Протокол разделен на 7 уровней, где каждый уровень обслуживает вышестоящий. Для задач телеуправления и защиты может быть использована сокращенная модель ЕРА (модель усовершенствованной архитектуры сети), которая включает в себя уровни 1, 2 и 7. Эта трехуровневая модель обеспечивает более высокую эффективность передачи данных и в большей степени подходит для передачи срочной информации при ограниченной пропускной способности канала связи.

Для постоянно соединенных концов использование средних уровней с такими функциями, как коммутирование пакетов данных и маршрутизация, не требуется. При выполнении передачи данных по широкополосным цифровым сетям указанные функции обеспечиваются устройствами передачи цифровых сигналов.

Асинхронная передача

В данном случае в основном используются протоколы передачи согласно стандарту МЭК 870-5, поскольку их применение является экономически целесообразным [6-16]. Соответствующий стандарт в США - DNP3.0.

Интерфейс данных защиты применяется в соответствии со стандартом МЭК 870-5-103, который широко используется в Германии.

Для цифрового интерфейса передачи данных асинхронная передача данных используется только в более старых устройствах. Устройство дифференциально-фазной защиты 7SD51, осуществляющей передачу только дискретных сигналов направления и, тем самым, не требующей высоких скоростей передачи данных, является таким примером.

Синхронная передача данных

При использовании современных устройств защиты (серии SIPROTEC 4) обмен данными между концами линии осуществляется при реализации синхронной передачи со скоростями в n раз больше 64 кбит/с. Это соответствует стандартам цифровых сетей обмена данными. Протокол HDLC применяется на втором уровне, чем обеспечивается высокая безопасность передачи данных [6-18]. Стандарт CCITT G.703.1 или стандарт X.21 используются при применении РСМ мультимплексоров и сетей обмена данными. Оба интерфейса являются проводными и, тем самым, требуется переход от оптоволокну (выход устройства защиты) к G703.1 или X.21 (передача данных).

6.3 Цифровые сети обмена данными

В настоящее время большинство объектов имеет в своем распоряжении цифровые сети обмена данными. Данные сети также могут быть использованы для целей защиты в режиме временного разделения сигналов (режим TDM¹¹) [6-21]. Удаленное управление устройствами защиты обычно осуществляется через частную телефонную сеть ISDN при использовании подходящих модемов [6-16]. В этом случае асинхронная передача данных согласно МЭК 870-5-103 обеспечивает высокую надежность. Однако времена передачи достаточно велики, поскольку соединение реализуется на малых скоростях (19.2 кбод), а ситуации с возникновением ошибок в телеграммах устраняются их повторной передачей.

Для схем защиты с передачей разрешающих сигналов и дифференциальной защиты процесс обмен данными между двумя станциями особенно важен и к нему предъявляются высокие требования. Реализация соединения ($n \times 64$ кбит/с, синхронная передача данных) с поддержкой интерфейсов X.21 или G.703 является оптимальным решением. Виртуальные соединения типа «точка-точка», реализуемые по интерфейсу X.21, могут быть также использованы в сетях с технологией ISDN. В этом случае дифференциальная защита должна идентифицировать время передачи сигнала, чтобы иметь возможность автоматически осуществлять его компенсацию при переключении канала.

Необходимо учитывать следующие задержки передачи:

ВОЛС:	5 мкс/км
Радиорелейные линии связи:	3.3 мкс/км
Мультиплексирование 64 кбит/с на n Мбит/с:	500 - 1000 мкс

Для передачи сигнала через некоторое число линий связи (подсвязей) в сети общее время передачи может достигнуть 5 мс.

Кроме того, вероятность искажения бита, равная 10^{-12} , характерна только для ВОЛС. Реализация обмена данными по цифровой сети может привести к потере синхронизма. Тем самым, демультиплексор будет формировать неопределенные сигналы в течение незначительного времени (нескольких мс), от момента обнаружения ошибки до вывода сигнала о неисправности (как последовательности единиц). В этом случае устройство должно учесть этот момент.

Особые требования, предъявляемые к цифровым сетям обмена данными дифференциальной защитой:

Синхронизация выборок измеряемых величин (комплексных амплитуд) осуществляется через канал передачи данных (обратитесь к разделу 4.2.3) при использовании современных устройств защиты.

Задержки передачи непрерывно контролируются и автоматически компенсируются защитой.

При использовании данной методики предполагается, что время передачи телеграммы в обоих направлениях одинаково. В случае возникновения отклонений в результате переключения с одного канала на другой характерно возникновение угловой ошибки при выполнении сравнения векторов тока. Указанная ошибка может быть вычислена исходя из задержек передачи данных следующим образом:

¹¹ Режим временного мультиплексирования (временное разделение сигналов).

$$\Delta\varphi = \frac{t_{\text{forward}} - t_{\text{return}}}{2} [\text{ms}] \cdot \frac{180}{1 \text{ ms}} \quad \text{for } f_n = 50 \text{ Hz} \quad (6-5)$$

Разница токов $\Delta I = 2 \cdot I_D \cdot \sin(\Delta\varphi/2)$ соответствует данной угловой ошибке, тем самым, I_D - ток, протекающий в присоединении. В случае, если разница времен передачи составляет 1 мс, характерна разница токов 16% I_D и отношение $\Delta I / \Sigma I$ в 8%. Указанная разница не должна превышать установленное значение равное 25%.

Датские энергетические системы сформировали следующие требования для сети передачи данных в 1995 [6-22]:

- Время передачи сигнала < 6 мс
- Разница времен передачи (в прямом и обратном напр-ях): < 1 мс
- Вероятность искажения бита (BER) < 10^{-5}

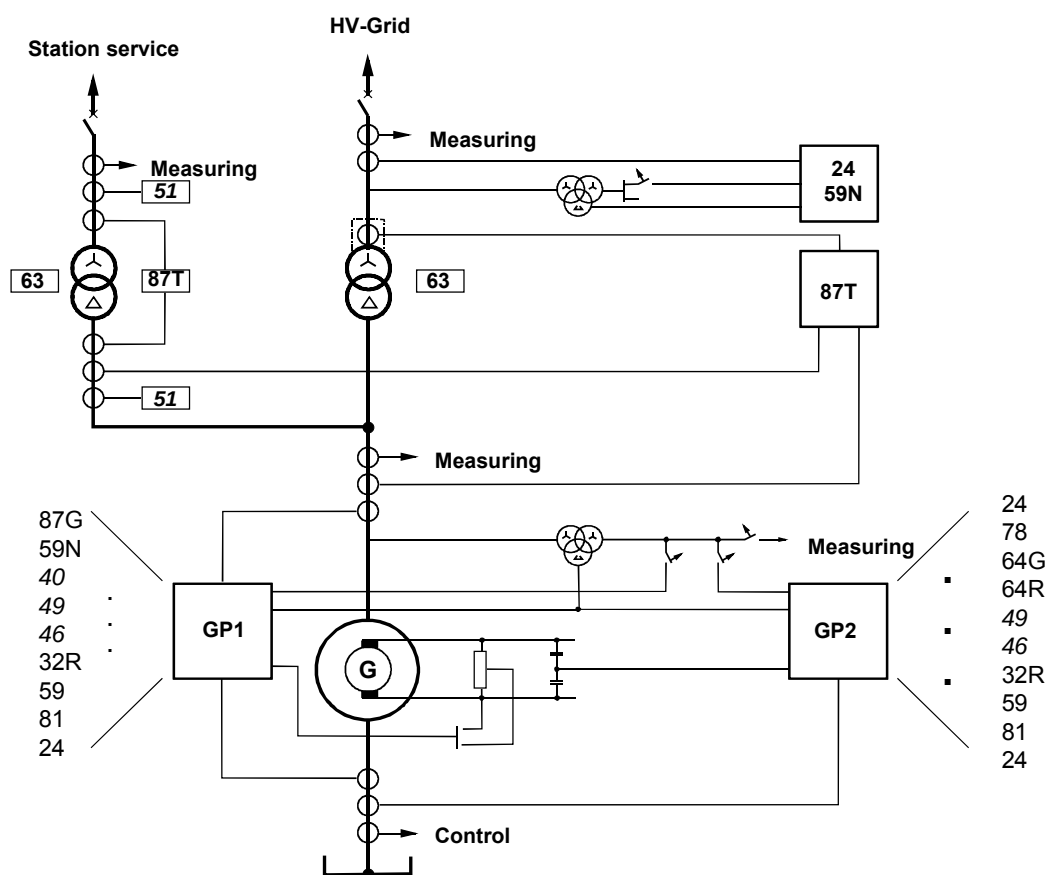
Если данные требования не могут быть удовлетворены оператором сети, тогда необходимо применение GPS-синхронизации [6-23]. В этом случае обмен данными будет производиться с метками времени (точностью до микросекунд), поэтому различные времена передачи и их изменения более не будут иметь значения. Современные устройства дифференциальной защиты позволяют реализовывать такие системы (обратитесь к разделу 9.3).

В отчетах японских инженеров [6-24] определена максимальная погрешность равная 4% I_D . Это соответствует максимальной разнице времен передачи в обоих направлениях равной от 200 до 240 мкс. Указанное не может быть достигнуто операторами сетей. Таким образом, для достижения точности синхронизации в несколько мс было реализовано прямое соединение с использованием битстаффинга.

7. Дифференциальная защита генератора / двигателя

Электрические генераторы/двигатели являются сложными элементами системы, для которых необходимо обеспечить защиту от нескольких видов повреждений (замыканий на землю в статоре и КЗ, несимметричной нагрузки, замыканий на землю в цепи ротора и т.д.).

При использовании устройств защиты на традиционной элементной базе для защиты от каждого вида КЗ требуется установка отдельного устройства. Таким образом, зачастую комплекс устройств защиты мощных генераторов/двигателей может включать в себя от 10 до 20 устройств в зависимости от размера станции и требований к обеспечению резервирования [7-1 и 7-2]. При использовании современных цифровых устройств защиты эти функции защиты совмещены в одном устройстве, поэтому комплекс защит генератора/двигателя при обеспечении условий резервирования может включать лишь два устройства защиты (рис. 7-1).



Legend:

24	(U/f) Overfluxing	50/51	Time overcurrent	64R	Rotor earth fault
27	Under-impedance	50BF	Breaker failure	78	Pole slip
32R	Reverse power	59	Overvoltage	81	Under-frequency
40	Loss of field	59N	Stator earth fault (80%)	87G	Generator differential
46	Unbalanced load	63	Buchholz (gas pressure)	87T	Transformer differential
49	Thermal overload	64G	Stator earth fault (100%)		

Рис. 7-1: Применение цифровых устройств защиты генератора / двигателя

На генераторах/двигателях мощностью более 1 МВА дифференциальная защита иногда применяется для обеспечения быстрой ликвидации двухфазных и трехфазных КЗ. При мощностях данных элементов, превышающих 5 МВА, дифференциальная защита применяется всегда. На генераторах/двигателях с заземлением нейтрали через низкоомное сопротивление или с непосредственным их подключением к заземленной системе также в некоторой степени обеспечивается защита от однофазных замыканий на землю. На генераторах/двигателях с заземлением нейтрали через высокоомное сопротивление должна быть предусмотрена отдельная защита от замыканий на землю [7-3].

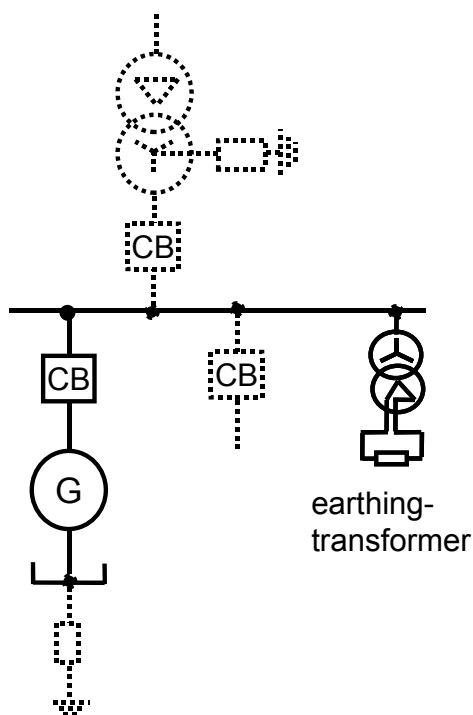
7.1 Дифференциальная защита генератора

На генераторах КЗ в обмотках в основном возникают на вылете статорной обмотки, где фазы пересекаются. Ток КЗ от генератора в первый момент времени (сверхпереходной) приблизительно в 3 – 10 раз превышает номинальный ток генератора в зависимости от значения сверхпереходного реактивного сопротивления. Также, для получения полного тока КЗ, к нему необходимо прибавить ток КЗ от системы, значение которого имеет приблизительно тот же порядок. Для предотвращения серьезных повреждений требуется обеспечивать ликвидацию КЗ без выдержки времени. Дифференциальная защита идеально подходит для удовлетворения такого требования.

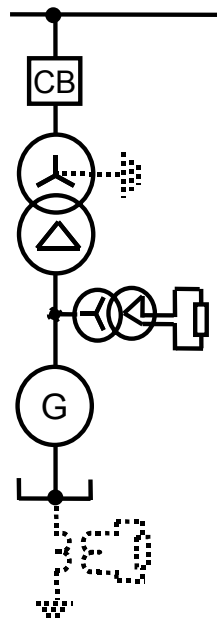
Обнаружение витковых КЗ дифференциальной защитой невозможно. Циркулирующие токи в замкнутых витках велики; однако, стоит отметить, что токи, втекающие и вытекающие из защищаемой зоны, значительным образом не изменяются и не отличаются друг от друга.

Для обнаружения замыканий на землю необходимо различать два вида включения генератора: непосредственное подключение к шинам (включение на шины) и подключение через силовой трансформатор (блочное включение). Указанные виды подключения представлены на рис. 7-2.

При блочном включении нейтраль генератора обычно заземляется через высокоомное сопротивление, таким образом, при возникновении замыкания на землю в генераторе характерно протекание незначительных токов. Главной целью здесь является сохранение тока замыкания на землю ниже 15 А для исключения



Direct bus connection



Unit connection

Рис. 7.2: Схемы подключения генератора

плавления стали и, соответственно, дальнейшего серьезного повреждения статора. Дифференциальная защита не реагирует на данный незначительный ток. Для этой цели необходимо установка чувствительной защиты статора от замыканий на землю.

В случае непосредственного подключения к сборным шинам величина тока замыкания на землю зависит от режима заземления нейтрали. В случае заземления нейтрали через высокоомное сопротивление

(изолированная и резонансно-заземленная нейтраль), которое, в частности, принято в Германии, будет характерно протекание незначительных токов, поэтому здесь необходимо применение специальной защиты от замыканий на землю. В небольших системах возможно возникновение необходимости увеличения тока замыкания на землю при использовании заземляющего трансформатора с активным сопротивлением нагрузки до значения 5-10 А для обеспечения возможности обнаружения повреждения защитой.

Срабатывание дифференциальной защиты будет происходить только при возникновении двойного замыкания: одного – в генераторе, другого – в сети.

При низкоомном заземлении нейтрали генератора или подключенной сети токи, протекающие при возникновении однофазного замыкания на землю, значительны и могут быть обнаружены дифференциальной защитой. Указанный режим заземления нейтрали характерен для англо-саксонских стран. Амплитуда тока ограничивается посредством активного сопротивления в цепи соединения нейтрали с землей, поэтому в случае возникновения повреждения на выводах генератора, будет характерно протекание тока в диапазоне от 200 А до значения тока, в 1.5 раза превышающего номинальный ток генератора, в зависимости от используемого способа заземления нейтрали. Если замыкание на землю возникло не на выводах, но в обмотке между выводами и нейтральной точкой, ток повреждения значительным образом уменьшается:

7. Дифференциальная защита генератора / двигателя

$$I_E = \frac{l[\%]}{100} \cdot \frac{U_N / \sqrt{3}}{R_E}$$

l = distance of earth fault from the winding neutral

В случае возникновения замыкания на землю на расстоянии 20% от нейтральной точки ток замыкания на землю будет составлять всего лишь 20% от тока, который бы протекал при возникновении повреждения на вводах генератора. Если ток замыкания на землю ограничивается до номинального тока генератора, тогда в этом случае будет иметь место ток составляющий 20% от $I_{\text{ном}}$. Указанное означает, что дифференциальная защита с уставкой равной 20% $I_{\text{ном}}$ будет обеспечивать защиту 80% обмотки от выводов генератора до нейтральной точки. На более мощных генераторах ток замыкания на землю должен быть ограничен в большей степени (по сравнению с номинальным током генератора). Таким образом, обычная дифференциальная защита оказывается недостаточно чувствительной при замыканиях на землю. В таких случаях необходимо предусмотреть установку дополнительной дифференциальной защиты от замыканий на землю. Для данной защиты может быть выбрано меньшее значение уставки, если выполнен выбор ТТ, обладающих одинаковыми характеристиками, или же если используются специальные ТТ.

Пофазная дифференциальная защита

На генераторах большей мощности применение данной защиты является стандартным решением. Необходимым условием для ее использования является то, что трехфазные проводники со стороны нейтрали разделены.

Группы ТТ на выводах и на стороне нейтрали почти всегда обладают одинаковыми коэффициентами трансформации, поэтому их выравнивание производить не требуется (т.е. не требуется реализовывать цифровое выравнивание или установку промежуточных ТТ).

В общем, применяется дифференциальная защита с торможением. В некоторых странах может быть также использована высокоомная дифференциальная защита.

Дифференциальная защита с торможением

Схема представлена на рис. 7-3.

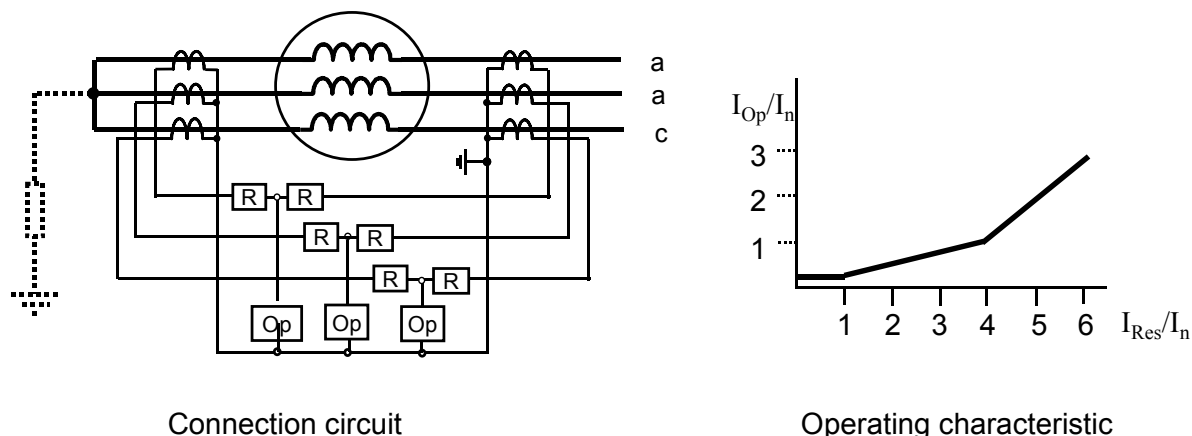


Рис. 7-3: Дифференциальная защита генератора

Элементы на представленном рисунке с обозначением R определяют точки, в которых измеряется ток торможения (ранее упоминалось как тормозная обмотка), а элементы с обозначением Op определяют точки, в которых производится измерение рабочего (дифференциального) тока (ранее упоминалось как рабочая обмотка). При реализации защиты на традиционной элементной базе выполнялось гальваническое соединение цепей измерительных ТТ со стороны выводов и нейтрали. Тем самым, только нейтраль ТТ со стороны выводов могла быть заземлена для предотвращения многократного заземления и параллельных контуров через землю. При использовании цифровых устройств защиты нейтрали ТТ обеих сторон должны быть заземлены – таким образом между двумя сторонами не существует гальванического соединения.

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты может быть представлять собой горизонтальную линию при малых токах приблизительно до величины номинального тока (например, может иметь всего лишь 5% наклон), поскольку ТТ будут иметь одну и ту же конструкцию, а дополнительные погрешности, обусловленные наличием промежуточных ТТ будут отсутствовать. Таким образом во всем нагрузочном диапазоне обеспечивается высокая чувствительность при уставке 10- 20 % $I_{ном}$.

Одним из преимуществ дифференциальной защиты с торможением (низкоомной дифференциальной защиты) является то, что другие устройства защиты могут быть подключены последовательной с ней. Указанное являлось важным обстоятельством при использовании устройств защиты, построенных на традиционной элементной базе. При использовании цифровых устройств защиты функция дифференциальной защиты является одной из числа многих предоставляемых функций (цифровое устройство защиты 7UM62).

При выборе номинальной предельной кратности ТТ необходимо учесть, что постоянная времени затухания апериодической составляющей для генераторов значительная.

Таблица 7-1: Стандартные данные генератора блочного включения

Номинальная мощность, МВА	10 - 500 МВА
Сверхпереходное реактивное сопротивление X_d''	10 - 25 %
Постоянная времени затухания генератора (T_G)	70 – 600 мс
Напряжение короткого замыкания	10 - 20%
Постоянная времени затухания блока Г – Т (T_U)	50 - 300 мс

Если ТТ должен обладать такими характеристиками, что его насыщение не должно иметь место при КЗ на выводах генератора (системное повреждение при непосредственном подключении генератора к сборным шинам или КЗ на стороне НН трансформатора блока), тогда должен быть принят достаточно значительный коэффициент запаса, учитывающий апериодическую составляющую.

При блочном включении и отсутствии генераторного выключателя могут быть выбраны ТТ с худшими характеристиками при учете требования сохранения дифференциальной защиты устойчивости функционирования в случае возникновения КЗ в подключенной сети. В этом случае необходимо учитывать постоянную времени затухания апериодической составляющей блока (последовательного включения генератора и трансформатора).

Даже в этом случае будут характерны значительные коэффициенты запасы и, соответственно, для обеспечения трансформации тока без насыщения в течение неопределенного времени и, соответственно, будет характерная значительная требуемая предельная кратность.

Снизить требования к характеристиками ТТ представляется возможным тогда, когда время трансформации тока без насыщения ТТ после момента возникновения повреждения ограничено (например, составляет 150 мс).

Умеренная стоимость ТТ может быть обеспечена тогда, когда допускается некоторая степень насыщения ТТ. При одинаковой нагрузке на ТТ двух сторон может быть обеспечена стабильность функционирования защиты при насыщении ТТ, но выполнение указанного не может быть гарантировано исключены неселективные отключения, поскольку дифференциальные токи, обусловленные различием характеристик намагничивания, не могут быть полностью исключены.

Используемый в цифровых устройствах защиты детектор насыщения обеспечивает абсолютно надежное торможение. Токи КЗ от генераторов относительно незначительные, время затухания апериодической составляющей достаточно велико. Таким образом, магнитная индукция в ТТ возрастает достаточно медленно, и он насыщается только через некоторое время (зачастую только через несколько периодов). Тем самым, детектор насыщения может достаточно надежно зафиксировать возникновение внешнего КЗ и обеспечить время блокировки срабатывания защиты (обратитесь к разделу 4.2.4).

Время блокировки должно, по крайней мере, покрывать время отключения внешнего КЗ и, тем самым, должно быть равно приблизительно 150 мс, если все близкие КЗ отключаются без выдержки времени. При учете действия резервной защиты для ликвидации КЗ (действие с выдержкой времени) значение времени блокировки должно быть выбрано приблизительно равным 500 мс.

Использование детектора насыщения в цифровых устройствах защиты позволяет предъявлять меньшие требования к характеристикам ТТ. К примеру, для устройства защиты 7UM62 коэффициент запаса должен быть выбран равным лишь не менее 1.2.

Пример 7-1: Выбор ТТ для дифференциальной защиты генератора

Исходные данные: Блок генератор-трансформатор, без генераторного выключателя
 Генератор 100 МВА, 6 кВ

- Сверхпереходное реактивное сопротивление КЗ: $X_d'' = 10\%$,
- Активное сопротивление (определение постоянной времени затухания апериодической сост.) $R_G = 0.13\%$ ($T_G = 318$ мс)

Силовой трансформатор блока 6/230 кВ, 120 МВА

- Напряжение КЗ: $u_{х-т} = 15\%$
- Омическое напряжение КЗ: $u_{R-т} = 0,3\%$ ($T_T = 159$ мс)

Вторичная нагрузка ТТ (защита + контрольный кабель): $R_B < 1$ ВА

Задача: Определить номинальную предельную кратность ТТ, при которой обеспечивается устойчивость функционирования защиты генератора при возникновении внешних КЗ. Предполагается, что близкие КЗ в системе ликвидируются в течение 150 мс.

Решение: Коэффициент трансформации ТТ определяется исходя из номинального тока генератора

$$I_N = \frac{S_N}{U_N \cdot \sqrt{3}} = \frac{100,000 \text{ kVA}}{6 \text{ kV} \cdot \sqrt{3}} = 9623 \text{ A}$$

Выбран коэффициент трансформации ТТ: 10,000/1 А

В первую очередь, необходимо проверить обеспечивается ли устойчивость функционирования защиты при близких к генератору КЗ:

Максимальный ток КЗ (КЗ на выводах генератора) равен:

$$I_{F-G}'' = 1.1 \cdot \frac{100}{X_d''[\%]} \cdot I_{N-G} = 1.1 \cdot \frac{100}{10} \cdot 9623 \text{ A} = 10.6 \cdot I_{N-CT}$$

Коэффициент запаса, учитывающий наличие апериодической составляющей, для обеспечения трансформации тока без насыщения в течение неопределенного времени должен равен:

$$K_{TF}' = 1 + \omega \cdot T_G = 1 + 314 \cdot 0.318 = 100$$

Требуемая предельная кратность, которая может быть вычислена при учете данного коэффициента запаса, равна:

$$ALF' = \frac{I_F''}{I_{N-CT}} \cdot K_{TF}' = 10.6 \cdot 100 = 1060$$

Выбирается ТТ класса TPX с номинальной мощностью $P_{ном} = 30$ ВА. Собственная нагрузка ТТ P_i , согласно данным производителя, полагается равной 20% (6 ВА).

Тогда номинальная предельная кратность ТТ должна быть равна:

$$ALF = \frac{P_B + P_i}{P_N + P_i} \cdot ALF' = \frac{1 + 6}{30 + 6} \cdot 1060 = 206$$

7. Дифференциальная защита генератора / двигателя

ТТ номинальной мощностью 30 ВА и с номинальной предельной кратностью $ALF > 206$ обладает очень большими габаритными размерами. Таким образом, осуществляется выбор ТТ исходя из требуемого времени трансформации тока без насыщения, которое равно 150 мс:

$$K_{TF}' = 1 + \omega \cdot T_G \left(1 - e^{-\frac{t_M}{T_G}}\right) = 1 + 314 \cdot 0.318 \cdot \left(1 - e^{-\frac{150}{318}}\right) = 39$$

$$ALF' = 10.6 \cdot 39 = 413 \quad \text{and} \quad ALF^* = \frac{1+6}{30+6} \cdot 413 = 80$$

Соответствующий ТТ мощностью 30 ВА и с номинальной предельной кратностью 80 также оказывается достаточно большим по габаритам.

Выполняется еще одна проверка: какую номинальную предельную кратность ТТ требуется обеспечить, чтобы обеспечивалась устойчивость функционирования защиты только при КЗ в системе на стороне ВН. При этом принимается, что допускается неселективное отключение при возникновении КЗ на стороне НН силового трансформатора блока (блок, так или иначе, должен быть отключен, однако в этом случае отключение неселективное и задача определения причины отключения и причины возникновения последнего оказывается достаточно сложной).

Постоянная времени затухания апериодической составляющей для блока вычисляется следующим образом:

Сопротивления генератора:

$$Z_{N-G} = \frac{U_N [kV]^2}{S_{N-G} [MVA]} = \frac{6^2}{100} = 0.360 \Omega = 360 \text{ m}\Omega$$

$$X_d'' = \frac{10\%}{100} \cdot 360 \text{ m}\Omega = 36 \text{ m}\Omega \quad \text{und} \quad R_G = \frac{0.13\%}{100} \cdot 360 \text{ m}\Omega = 0.47 \text{ m}\Omega$$

Сопротивления силового трансформатора:

$$Z_{N-T} = \frac{U_N [kV]^2}{S_{N-T} [MVA]} = \frac{6^2}{120} = 0.300 \Omega = 300 \text{ m}\Omega$$

$$X_T = \frac{15\%}{100} \cdot 300 = 45 \text{ m}\Omega \quad \text{und} \quad R_T = \frac{0.3\%}{100} \cdot 300 = 0.9 \text{ m}\Omega$$

Постоянная времени затухания апериодической составляющей блок (последовательного соединения генератора и силового трансформатора) вычисляется следующим образом:

$$T_U = \frac{L_G + L_T}{R_G + R_T} = \frac{1}{\omega} \cdot \frac{X_d'' + X_T}{R_G + R_T} = \frac{1}{314} \cdot \frac{36 + 45}{0.47 + 0.9} = 188 \text{ ms}$$

Ток КЗ при близких КЗ на стороне ВН силового трансформатора блока равен:

7. Дифференциальная защита генератора / двигателя

$$I_{F-close-in}'' = \frac{1.1 \cdot 6 / \sqrt{3} \text{ kV}}{0.036 \Omega + 0.045 \Omega} = 47 \text{ kA} = 4.7 \cdot I_{N-CT}$$

Таким образом:

$$K_{TF}' = 1 + \omega \cdot T_U (1 - e^{-\frac{t_M}{T_U}}) = 1 + 314 \cdot 0.188 \cdot \left(1 - e^{-\frac{150}{188}}\right) = 34$$

$$ALF'^* = 4.7 \cdot 34 = 160 \quad \text{and} \quad ALF^* = \frac{1+6}{30+6} \cdot 160 = 31$$

Для случая, когда требуется обеспечить устойчивость функционирования защиты в течение определенного времени (учет времени ликвидации КЗ в сети - 150 мс), выбора ТТ мощностью 30 ВА и номинальной предельной кратностью более 30 достаточно. Но даже и этот ТТ будет относительно большим.

Далее показано, что при использовании цифрового устройства защиты устойчивость функционирования защиты может быть обеспечена в течение неограниченного времени (также при КЗ близких к генератору) при разумных затратах:

Выбрано устройство защиты 7UM62, которое благодаря наличию встроенного детектора насыщения, требует учета коэффициента запаса $K_{TF}' = 1.2$.

При рассмотрении КЗ на выводах генератора имеем:

$$ALF'^{**} = 10.6 \cdot 1.2 = 13 \quad \text{and} \quad ALF^{**} = \frac{1+6}{30+6} \cdot 13 = 2.5$$

В данном примере мы также используем ТТ мощностью 30 ВА и определяем к применению: ТТ класса TPX, 10.000/1, 30 ВА, 5P10 (однако, стоит отметить, что представляется возможным выбрать ТТ меньшей номинальной мощности, равной 5 или 10 ВА).

Теперь можно определить, когда ТТ с такими характеристиками входит в насыщение:

Близкое КЗ к генератору:

Результирующий коэффициент запаса равен:

$$K_{TF}''_{res.} = \frac{ALF}{ALF^{**}} \cdot K_{TF}' = \frac{10}{2.5} \cdot 1.2 = 4.8$$

Выражение (5-20), представленное в разделе 5, используется для вычисления времени до насыщения ТТ. Принимаем $t_m = t_s$ и решаем уравнение относительно t_s :

$$t_{S-Generator-fault} = T_G \cdot \ln \left(\frac{\omega \cdot T_G}{\omega \cdot T_G - K_{TF-res.}' + 1} \right)$$

$$= 0.318 \cdot \ln \frac{314 \cdot 0.318}{314 \cdot 0.318 - 4.8 + 1} = 0.013 \text{ s} = 12.3 \text{ ms}$$

(Используемое выражение не обеспечивает достаточно точных результатов при малых требуемых временах трансформации тока без насыщения, поскольку периодическая составляющая магнит-

7. Дифференциальная защита генератора / двигателя

ной индукции в первый момент после возникновения КЗ составляет значительную часть от общей магнитной индукции. Использование для получения точного результата выражение 6-21, представленное в разделе 6-7, однако, показывает, что результат в данном примере достаточно точен)

Близкое КЗ в сети:

В этом случае коэффициент запаса увеличивается в соответствии с меньшим током КЗ:

$$K_{TF'Net-fault} = K_{TF'Generator-fault} \cdot \frac{I_F''_{Gen.}}{I_F''_{Net}} = 4.8 \cdot \frac{10.6 \text{ kA}}{4.7 \text{ kA}} = 10.8$$

Имеем следующее:

$$t_{s-Net-fault} = 0.188 \cdot \ln \left(\frac{314 \cdot 0.188}{314 \cdot 0.188 - 10.8 + 1} \right) = 0.034 \text{ s} = 34 \text{ ms}$$

В Германии ТТ с линеаризованным сердечником (класс TPZ) обычно применяются на генераторах большой мощности. Их характеристики выбираются исходя из того, что должна обеспечиваться трансформации максимального тока КЗ без насыщения. В этом случае насыщение ТТ не рассматривается, однако должны быть учтены значительные затраты [5-4].

Другим вариантом решения проблем насыщения ТТ является применение высокоомной дифференциальной защиты.

Высокоомная дифференциальная защита

Принцип работы высокоомной дифференциальной защиты был описан в разделе 3.4. На рис. 7.4 представлена схема подключения защиты.

Для защиты должны быть использованы сердечники ТТ класса ТПС согласно стандарту МЭК 60044-6 или класса Х согласно британскому стандарту BS 3938, которые должны обладать одним и тем же коэффициентом трансформации. На мощных генераторах указанное не сопровождается дополнительными затратами, поскольку отдельные сердечники, так или иначе, предоставляются для целей резервирования.

Уставка срабатывания такой системы защиты обычно принимается равной $10\% I_{ном}$. При этом необходимо выполнить проверку защиты самым большим возможным сквозным током КЗ для того, чтобы определить необходимость установки ограничителя напряжения (варистора) в параллель с устройством защиты (обратитесь к разделу 3.2.6).

Поперечная дифференциальная защита

На генераторах с параллельными обмотками (гидрогенераторы) может применяться поперечная дифференциальная защита. Для этой цели параллельные обмотки должны иметь отдельные выводы. Дополнительные затраты на ТТ, однако, оправданы только на мощных генераторах. При этом осуществляется контроль распределения токов по параллельным обмоткам. Преимуществом такой защиты является то, что также могут быть обнаружены витковые КЗ.

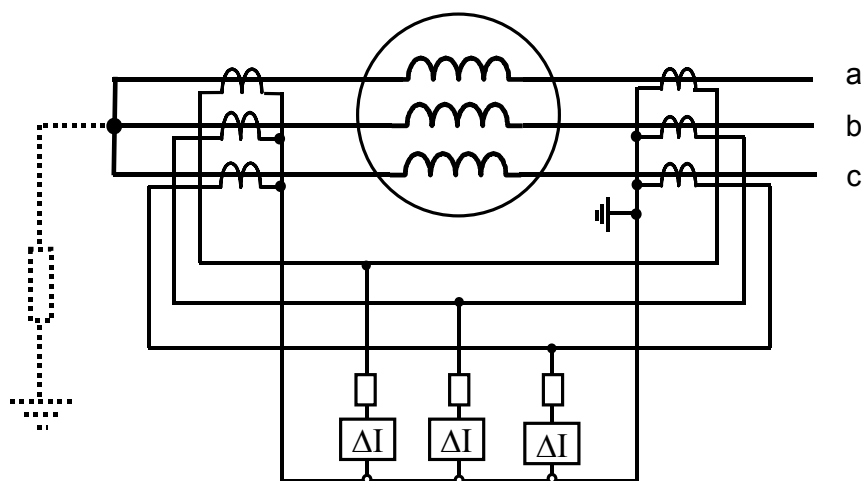


Рис. 7.4: Высокоомная дифференциальная защита

В случае равного распределения фазных токов по обеим обмоткам вторичный ток циркулирует только через тормозные обмотки, также, как и в случае реализации продольной дифференциальной защиты. В случае возникновения внутреннего КЗ (в том числе

виткового КЗ) токи, протекающие по параллельным обмоткам, образуют ток в дифференциальной цепи, достаточный для срабатывания защиты.

Для реализации поперечной защиты можно использовать обычную дифференциальную защиту с соединением цепей по схеме, представленной на рис. 7-5. Для достижения высокой чувствительности циркулирующий ток должен быть уменьшен производителем и лежать в диапазоне от тока холостого хода до номинального тока машины при соответствующей конфигурации обмоток [7-4]. В любом случае могут быть обеспечены циркулирующие токи составляющие менее $<2\% I_{ном}$. В электрических машинах без демпферных обмоток при внешних КЗ возникают уравнивающие токи. При выполнении идентичных обмоток

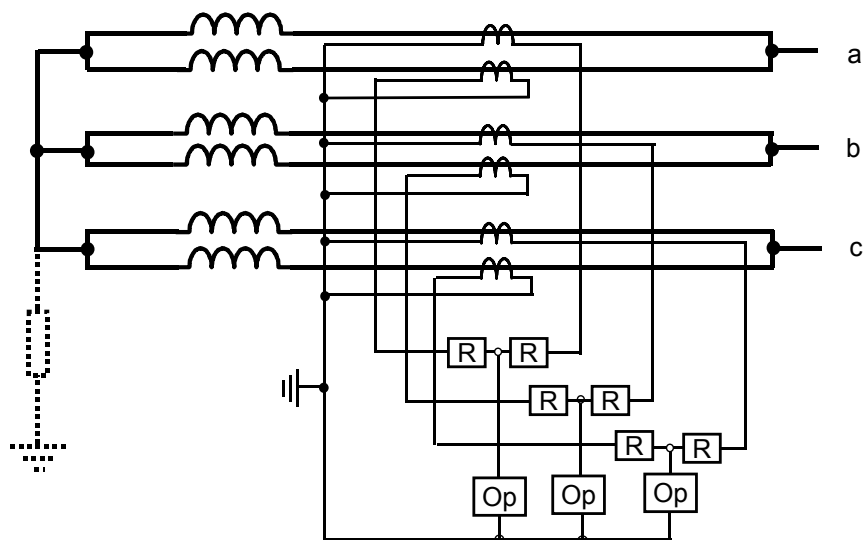


Рис. 7-5: Поперечная дифференциальная защита генератора

указанные токи не превышают $0,5\% I_{ном}$. Если от производителя имеется информация по приведенным параметрам, тогда возможно задание уставки равной $2,5\% I_{ном}$ (это соответствует уставке защиты равной 5% от номинального тока, поскольку ТТ в параллельных обмотках обычно выбираются исходя из половины номинального тока генератора).

Применение высокоомной дифференциальной защиты в качестве поперечной дифференциальной защиты (защиты от витковых КЗ) также возможно [7-5].

Также необходимо отметить, что поперечная дифференциальная защита может быть применена на станциях с двойными генераторами (например, с электрическими машинами Люнгстрема).

Дифференциальная защита с применением кабельных ТТ

На маломощных электрических машинах, которые подключаются через кабель, может быть реализована дифференциальная защита с высокой чувствительностью.

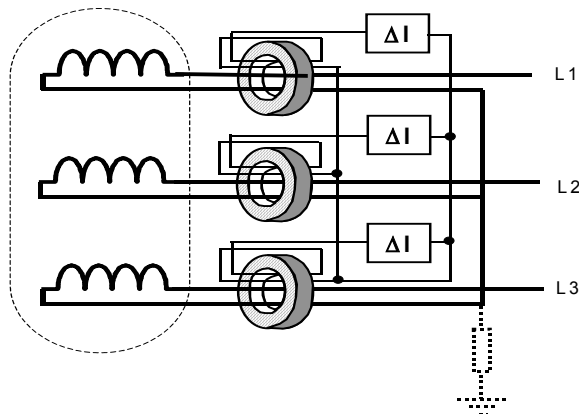


Рис. 7-6: Дифференциальная защита с применением кабельных ТТ

Необходимым для этого условием является наличие со стороны нейтрали трех независимых фазных проводников, которые также пропускаются через кабельные ТТ (рис. 7-6). В нормальном режиме работы машины токи вычитаются друг из друга, таким образом, через дифференциальную цепь ток не протекает. Сравнение токов осуществляется предельно точным образом и проблемы, связанные с насыщени-

ем, здесь не рассматриваются благодаря магнитной компенсации. Здесь не требуется обеспечивать торможения; таким образом, могут применяться обычные токовые реле. Уставка срабатывания может быть установлена в пределах 2-5% от номинального тока машины.

Дифференциальная защита генераторов от замыканий на землю

При заземлении нейтрали генератора через низкоомное сопротивление должно обеспечиваться отключение замыканий на землю без выдержки времени.

Дифференциальная защита генератора от замыканий на землю, которая производит сравнение тока нейтрали с суммарным током выводов генератора идеально подходит для этой цели.

Данный тип защиты применяется на генераторах малой мощности, где отдельные фазы со стороны нейтрали не доступны, т.е. пофазная дифференциальная защиты реализована быть не может. На машинах большей мощности данная защита применяется совместно с фазной дифференциальной защитой для обеспечения более высокой чувствительности при возникновении замыканий на землю. В частности для обеспечения достаточной чувствительности при замыкании обмоток на землю вблизи нейтрали, сопровождающиеся протеканием меньших токов повреждения.

При незначительной уставке срабатывания рекомендуется также осуществлять контроль напряжения нулевой последовательности (обнаружение замыкания на землю). Указанное позволяет предотвратить излишнее срабатывание защиты при внешних междуфазных КЗ, сопровождающихся протеканием значительных токов КЗ, когда неравномерное насыщение ТТ на выводах генератора может вызвать появление токов небаланса.

Идеальные условия для дифференциальной защиты от замыканий на землю существуют тогда, когда используются кабельные ТТ с незначительным коэффициентом трансформации. В этом случае уставка срабатывания может быть выбрана равной 10 А (первичная величина).

Пример 7-2: Задание уставок для фазной дифференциальной защиты и дифференциальной защиты от замыканий на землю

Исходные данные: Генератор 5 МВА, 4 кВ
 $X_d'' = 10\%$, Постоянная времени затухания апериодической составляющей $T_G = 50$ мс
 Нейтраль заземлена через сопротивление (5.75 Ом, 400 А)
 ТТ 800/5 А, 5Р20, 15 ВА, $R_i = 0.16$ Ом, т.е. $P_i = 4$ ВА

Задача: Выбрать уставки срабатывания фазной и дифференциальной защиты.
 Дифференциальная защита генератора от замыканий на землю должна охватывать 90% обмотки.

Решение: Первоначально необходимо проверить возможно ли насыщение ТТ при внешних КЗ:

$$I_{N-G} = \frac{5000 \text{ kVA}}{4 \text{ kV} \cdot \sqrt{3}} = 722 \text{ A}$$

7. Дифференциальная защита генератора / двигателя

$$\frac{I_F''}{I_{N-CT}} = \frac{1.1 \cdot 10 \cdot 722}{800} = 9.93$$

Требуемая предельная кратность ТТ для трансформации без насыщения в течение неопределенного времени составляет:

$$ALF' = \frac{I_F''}{I_{N-CT}} \cdot (1 + \omega \cdot T_G) = 9.93 \cdot (1 + 314 \cdot 0.050) = 156$$

Фактическая предельная кратность ТТ равна:

$$ALF' = \frac{P_N + P_i}{P_B + P_i} \cdot ALF = \frac{15 + 4}{1 + 4} \cdot 20 = 76$$

($P_B = 0.5$ ВА; нагрузка устройства защиты + контрольных кабелей)

Фактический коэффициент запаса составляет:

$$K_{TF}' = \frac{ALF'}{I_F''/I_{N-CT}} = \frac{76}{9.93} = 7.7$$

При близких внешних КЗ насыщение ожидается через:

$$t_S = T_G \cdot \ln \left(\frac{\omega \cdot T_G}{\omega \cdot T_G - K_{TF}' + 1} \right) = 0.050 \cdot \ln \frac{314 \cdot 0.050}{314 \cdot 0.050 - 7.7 + 1}$$

$$= 0.028 \text{ s} = 28 \text{ ms}$$

Выбирается цифровое устройство защиты 7UM62; при этом для этого устройства требуется обеспечить коэффициент запаса $K_{TF}' > 1.2$, что удовлетворяет фактическим условиям. Для пофазной дифференциальной защиты выбирается уставка $15\% I_{ном} = 120$ А. Поскольку ток при замыкании на землю на выводах генератора составляет 400 А, фазная дифференциальная защита охватывает только $1 - 120/400 = 70\%$ обмотки.

Дифференциальная защита от замыканий на землю в составе устройства 7UM62 позволяет выбирать значение уставки в диапазоне от 0.01 до 1.00 номинального тока генератора $I_{ном}$. Для того, чтобы защита охватывала 90% обмотки значение уставки срабатывания должно быть выбрано равным $400/10 = 40$ А, т.е. $40/800 = 0.05$ А.

При таком незначительном значении уставки и при вероятности насыщения ТТ при внешних междофазных КЗ также в качестве дополнительного критерия срабатывания должен быть выбрана уставка по напряжению нулевой последовательности U_0 ($U_E > 10\% U_{ph-E}$). Указанное необходимо для обеспечения срабатывания защиты лишь при возникновении замыкания на землю. Также необходимо обеспечивать блокировку дифференциальной защиты от замыканий на землю при срабатывании токовой защиты от междофазных КЗ для исключения излишних срабатываний при протекании сквозных токов КЗ. Для обеспечения блокировки в устройстве 7UM62 программируются пользовательские логические функции.

Блокировка дифференциальной защиты от замыканий на землю производится незамедлительно при срабатывании токовой защиты ($I >$) и снимается после ликвидации КЗ (возврат $I >$) через устанавливаемое время, равное выдержке времени на возврат токового органа (приблизительно 0.5 с). Указанная выдержка времени

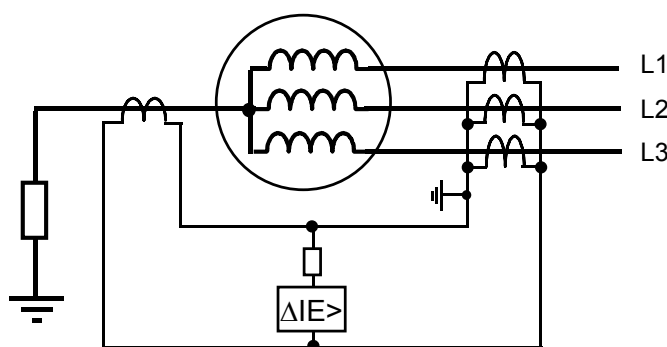
7. Дифференциальная защита генератора / двигателя

необходима, поскольку возврат фазной токовой защиты с большим значением уставки происходит быстрее, чем возврат чувствительной защиты от замыканий на землю.

Использование кабельного ТТ должно быть рассмотрено для ситуаций, когда необходимо обеспечить высокую чувствительность.

Высокоомная дифференциальная защита от замыканий на землю

Схема соединения такая же, как и для обычной дифференциальной защиты от замыканий на землю (рис. 7-8). Требуется использование специальных ТТ класса TPS согласно стандарту МЭК 60044-6 или класса X согласно стандарту BS 3938 (как и для случая реализации пофазной высокоомной дифференциальной защиты). Данный тип защиты используется в англо-саксонских странах для защиты электрических машин небольшой мощности, в которых нет доступа к отдельным фазам со стороны нейтрали. Уставка срабатывания может быть обеспечена равной от 5 до 10% номинального тока генератора при обеспечении устойчивости функционирования в случае насыщения ТТ.



При незначительных значениях уставки срабатывания ТТ должны иметь маленькое вторичное сопротивление (большое сечение проводника) и маленький ток намагничивания (большое сечение магнитпровода). Указанное продемонстрировано на следующем примере.

Рис. 7-8: Высокоомная дифференциальная защита от замыканий на землю

Пример 7-3: Выбор уставок срабатывания высокоомной дифференциальной защиты от замыканий на землю

Исходные данные: Генератор 5 МВА, 4 кВ, $X_d'' = 10\%$
Нейтраль заземлена через сопротивление (5.75 Ом, 400 А)

ТТ 800/1, класс X согласно стандарту BS3938:

Вторичная нагрузка: $R_{CT2} = 0.7$ Ом,

Характеристика намагничивания представлена на рис. 7-9

Задача: Определить характеристики ТТ и выбрать уставки защиты для обеспечения защиты 90% обмотки от замыканий на землю

Решение: Номинальный ток генератора равен:

$$I_{N-G} = \frac{5000 \text{ kVA}}{4 \text{ kV} \cdot \sqrt{3}} = 722 \text{ A}$$

Высокоомная дифференциальная защита подключается так, как представлено в разделе 3.4:

1. Проверка стабильности функционирования при внешних КЗ:

Насыщение ТТ может иметь место только при междуфазных КЗ, поскольку ток замыкания на землю ограничивается сопротивлением в нейтрали до 400 А.

При всех внешних КЗ три фазных тока в сумме должны давать ноль из-за того, что реализовано параллельное соединение (соединение Холмгрена), поэтому ток не протекает в направлении устройства защиты или ТТ нейтрали.

В случае насыщения ТТ в одной фазе, ТТ других фаз будут питать нагрузку данного ТТ. Таким образом, нагрузкой контрольного кабеля до устройства защиты можно пренебречь. Напряжение, возникающее на вторичном сопротивлении насыщенного ТТ, появится на высокоомном устройстве защиты.

Для случая трехфазного КЗ (наихудший случай) справедливо следующее:

$$\frac{I_{F''\max.}}{I_{N-CT}} = \frac{1.1 \cdot 10 \cdot 722}{800} = 9.93$$

Тогда максимальное напряжение на шунте равно:

$$U_{\Delta FD} = \frac{I_{F''''}}{r_{CT}} \cdot R_{CT2} = \frac{9930 \text{ A}}{800/1} \cdot 0.7 \Omega = 8.6 \text{ V}$$

Для обеспечения надежности значение уставки срабатывания должно быть по крайней мере на 20% больше этого значения. Выбирается следующее возможное значение уставки (для устройства 7VН60) равное 12 В.

2. Проверка чувствительности:

Ток намагничивания ТТ при данном значении уставки защиты может быть получен из характеристики намагничивания: 8 мА.

Ток через устройство защиты при заданном пороге срабатывания (12 В) равен 20 мА (согласно данным).

Значения тока срабатывания в первичных величинах тогда равно:

$$I_{\min.} = r_{CT} \cdot (n \cdot I_{mR} + I_R) = \frac{800}{1} \cdot (4 \cdot 8 + 20) \cdot 10^{-3} = 41.6 \text{ A}$$

Отношение полученного тока к току, протекающему при возникновении замыкания на землю, равно: $(41.6/400) \cdot 100 = 10.4\%$, т.е. защита охватывает 89.6 % обмотки.

В принципе напряжение точки излома характеристики намагничивания должно быть всего в два раза больше 12, т.е. быть равно 24 В. Для получения малого тока намагничивания при установленном пороге срабатывания по напряжению осуществляется выбор ТТ с напряжением точки излома характеристики намагничивания $U_{KN} = 200 \text{ В}$ (указанное приблизительно соответствует ТТ класса this TPX 5P20, 10 ВА).

3. Проверка необходимости установки варистора для ограничения напряжения при внутренних замыканиях на землю:

При уставке по напряжению равной 12 В и токе 20 мА внутреннее сопротивление устройства защиты может быть вычислено как:
 $12/0.020=600 \text{ Ом}$.

При внутреннем повреждении (замыкание на землю) напряжение на устройстве защиты может быть рассчитано, если не учитывается насыщение ТТ., следующим образом:

$$U_F = \frac{I_{E-\max.}}{r_{CT}} \cdot R_{i-\text{Relay}} = \frac{400}{800/1} \cdot 600 \Omega = 300 \text{ В}$$

Если производится учет насыщения, тогда имеем:

$$U_{\text{peak}} = 2 \cdot \sqrt{2} \cdot U_{KN} \cdot U_F = 2 \cdot \sqrt{2} \cdot 200 \cdot 300 = 693 \text{ В}$$

Полученное значение много меньше номинального испытательного напряжения равного 2 кВ (2.8 кВ) и, тем самым, в установке варистора нет необходимости.

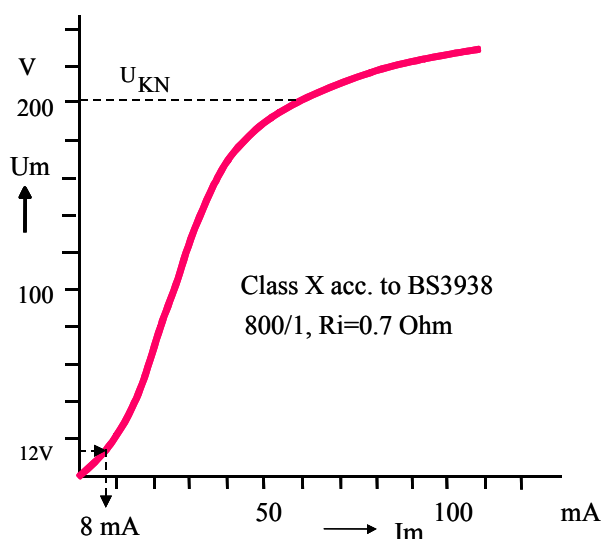


Рис. 7-9:
Хар-ка намаг-
ничивания для
примера 7-3

7.2 Дифференциальная защита двигателя

Основные принципы, приведенные для защиты генератора, характерны также для защиты двигателя.

Синхронные двигатели абсолютно сопоставимы с синхронными генераторами при рассмотрении режима КЗ.

Поведение синхронных двигателей в режиме КЗ немного отличается от поведении генератора. При КЗ в системе они подпитывают место КЗ, однако, эти токи быстро затухают до нуля.

Для обеспечения стабильности функционирования защиты при протекании сквозного тока КЗ через машину и при выборе характеристик ТТ необходимо учитывать режим запуска двигателей (рис. 7-10).

7. Дифференциальная защита генератора / двигателя

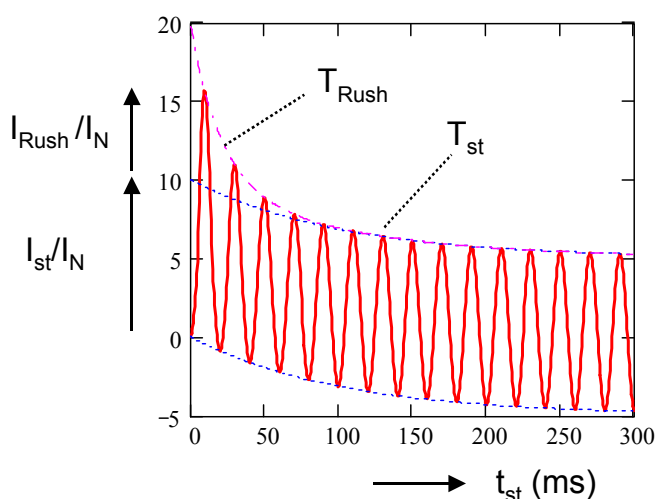


Рис. 7-10:
Пусковой тока асинхронного двигателя

Пусковой ток $I_{\text{пуск}}$ может превышать номинальный ток в 4 - 7 раз при постоянной времени затухания апериодической составляющей $T_{\text{пуск}}$, которая может принимать значения от 40 мс (<1МВт) до 70 мс (>1 МВт).

На этот ток также накладывается бросок намагничивающего тока того же порядка; однако он затухает через два-три периода в соответствии с постоянной времени затухания $T_{\text{БНТ}}$, приблизительно равной 20 мс.

Таким образом, полный пусковой ток будет в 2 - 2.5 раза превышать $I_{\text{пуск}}$ и будет соответствовать от 8 до 20 номинального тока $I_{\text{ном}}$.

Пример 7-4: Выбор ТТ для дифференциальной защиты двигателя

Исходные данные:

Асинхронный двигатель: $P_{\text{ном}} = 2 \text{ МВА}$, $U_{\text{ном}} = 5 \text{ кВ}$
 $I_{\text{пуск}} = 5 \cdot I_{\text{ном}}$, $T_{\text{пуск}} = 50 \text{ мс}$

Задача:

Определить характеристики ТТ дифференциальной защиты двигателя

Решение:

$$I_N = \frac{P_N}{\sqrt{3} \cdot U_N} = \frac{2000 \text{ кВА}}{\sqrt{3} \cdot 5 \text{ кВ}} = 231 \text{ А}$$

Выбираются ТТ с коэффициентом трансформации равным 250/1 А.

Полный пусковой ток может быть вычислен как:

$$I_{\text{полн}} = 2.5 \cdot I_{\text{пуск}} = 2.5 \cdot 5 = 12.5 \cdot I_{\text{ном}}$$

Указанное соответствует превышению номинального тока ТТ в $12.5 \cdot (231/250) = 11.5$ раз.

$$K_{\text{TF}} = 1 + \omega \cdot T_{\text{ст}} = 1 + 314 \cdot 0.05 = 15.7$$

$$ALF' = K_{\text{TF}} \cdot \frac{I_{\text{tot}}}{I_{\text{N-CT}}} = 15.7 \cdot 11.5 = 181$$

Выбранное для установки устройство дифференциальной защиты 7UM62 допускает определенную степень насыщения, поэтому допускается коэффициент запаса $K_{\text{TF}} \geq 1.2$ (функция обеспечения устойчивости функционирования в режиме запуска двигателя в данном примере не рассматривается).

7. Дифференциальная защита генератора / двигателя

Исходя из этого имеем: $ALF' = 1.2 \cdot 11.5 = 14$

Выбирается следующий ТТ: номинальная мощность $P_{ном} = 10 \text{ ВА}$ (внутренняя нагрузка, согласно данным производителя составляет: $P_{вн} < 2.5 \text{ ВА}$).

Подключенная нагрузка (нагрузка контрольного кабеля + нагрузка устройства защиты) оценивается равной $P_{нагр} < 1 \text{ ВА}$.

Таким образом, требуемая предельная кратность может быть вычислена следующим образом:

$$ALF = \frac{P_B + P_i}{P_N + P_i} \cdot ALF' = \frac{1.0 + 2.5}{10 + 2.5} \cdot 14 = 4$$

Должен быть выбран стандартный ТТ с номинальной предельной кратностью более 10. При его заказе должно быть указано следующее:

ТТ 250/1А, 5Р10, 10 ВА, $P_{вн} < 2.5 \text{ ВА}$ ($R_{вн} < 2.5 \text{ Ом}$)

8. Дифференциальная защита трансформатора

Силовые трансформаторы в различных конструктивных исполнениях являются одними из важнейших элементов энергосистемы. Существуют как и небольшие трансформаторы высокого напряжения (мощностью до 100 кВА), так и большие трансформаторы мощностью несколько МВА. Помимо большого числа простых двухобмоточных и трехобмоточных силовых трансформаторов также существуют многообмоточные и регулирующие трансформаторы.

Дифференциальная защита, сама по себе, обеспечивает быстродействующую и селективную защиту от коротких замыканий или же в совокупности с газовой защитой. Она обычно применяется при реализации защиты трансформаторов мощностью до 1 МВА. На силовых трансформаторах мощностью около 5 МВА применяется всегда.

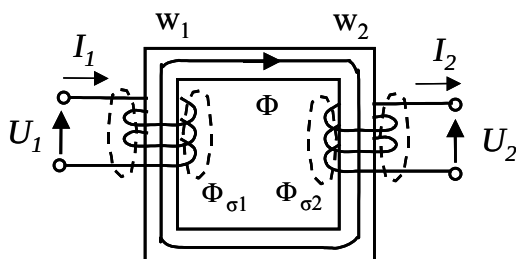
Дифференциальная защита трансформатора обладает рядом дополнительных функций (функцией выравнивания коэффициентов трансформации, учета фазового сдвига группы соединения обмоток силового трансформатора, функцией торможения при бросках тока намагничивания и в случае перевозбуждения) и, тем самым, при расчете уставок и конфигурировании защиты требуется учет некоторых основных положений.

8.1 Основные физические принципы

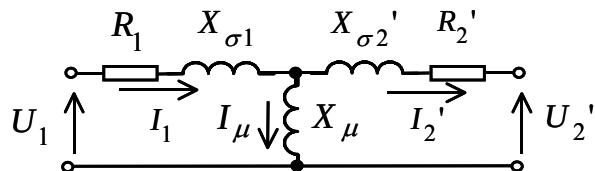
Для того, чтобы лучше понять, как функционирует защита при КЗ и коммутациях, первоначально рассматриваются основные физические принципы работы силовых трансформаторов. [8-1]

Эквивалентная схема замещения силового трансформатора

Первичная и вторичная обмотки связаны между собой через магнитопровод посредством основного потока Φ (рис. 8.1). Для получения магнитного потока, согласно характеристике намагничивания, требуется наличие намагничивающего тока I_μ (тока возбуждения). В электрической схеме замещения указанное требование соответствует основному реактивному сопротивлению X_μ . Магнитные потоки рассеяния $\Phi_{\sigma 1}$ и $\Phi_{\sigma 2}$ связаны только лишь со своими обмотками и образуют реактивные сопротивления рассеяния $X_{\sigma 1}$ и $X_{\sigma 2}'$. Активные сопротивления R_1 и R_2' являются активными сопротивлениями соответствующих обмоток. Все токи и полные сопротивления приводятся к первичной стороне.



Equivalent electromagnetic circuit



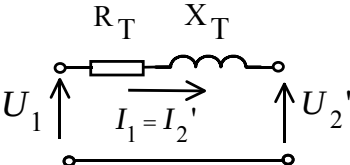
Equivalent electric circuit

Рис. 8-1: Эквивалентная схема замещения трансформатора

8. Дифференциальная защита трансформатора

$X_\mu = U/I_\mu$ соответствует наклону характеристики намагничивания. В нагрузочном режиме и в случае коротких замыканий рабочая точка на характеристике намагничивания находится ниже точки ее излома. Ток намагничивания при номинальном напряжении составляет лишь 0,2% I_N , т.е. соответствует области отсутствия насыщения характеристики, а X_μ приблизительно в 500 раз превышает номинальное полное сопротивление трансформатора и приблизительно в 5000 раз превышает реактивные сопротивления рассеяния. Таким образом, в нагрузочном режиме и в режиме короткого замыкания для проведения вычислений сожжет быть использована упрощенная эквивалентная схема замещения (рис. 8-2).

Реактивное сопротивление X_T соответствует напряжению КЗ % по отношению к номинальному полному сопротивлению трансформатора:



$$I_1 \cdot w_1 = I_2' \cdot w_2$$

$$X_T = X_{\sigma 1} + X_{\sigma 2}'$$

$$R_T = R_1 + R_2'$$

$$X_T = \frac{u_{X-T} [\%]}{100} \cdot X_{TN} \quad (8-1)$$

$$X_{TN} = \frac{U_N}{\sqrt{3} \cdot I_N} = \frac{U_N^2}{P_N} \quad (8-2)$$

Рис. 8-2: Упрощенная эквивалентная схема замещения ТТ

Последовательно включенное активное сопротивление соответствует омическому напряжению КЗ в % по отношению к номинальному полному сопротивлению транс-

форматора. При вычислении тока КЗ активным сопротивлением представляется возможным пренебречь. Оно должно учитываться только при вычислении постоянной времени апериодической составляющей.

В таблице 8-1 приведены основные данные силового трансформатора. [8-2]

Номинальная мощность МВА	Коэффициент трансформации кВ/кВ	Напряжение КЗ u_{X-T} в %	Ток ХХ % I_N
600	400/230	19	0.25
300	230/110	24	0,1
40	110/10	17	0,1
16	30/10	8,0	0,2
6,3	30/10	7,5	0,2
0,63	10/0,4	4,0	0,15

Таблица 8-1: Основные данные силового трансформатора

Бросок тока намагничивания (БНТ) [8-3 - 8-7]

При включении силового трансформатора под напряжение имеет место одностороннее его перевозбуждение в связи с наличием остаточного магнитного потока, что и вызывает значительное увеличение тока (БНТ).

Магнитный поток не уменьшается до нуля, когда силовой трансформатор отключается от сети, а остается на некотором уровне Φ_{Rem} , который может превышать 80% номинальной магнитной индукции. Когда вновь производится включение силового трансформатора под напряжение, магнитный поток начинает увеличиваться именно с точки, соответствующей уровню остаточного магнитного потока. В зависимости от фазы напряжения в момент включения трансформатора под напряжение, может произойти смещение магнитного потока. Большие значения магнитного потока диапазона насыщения обуславливают

большой ток намагничивания и характерные периодические его броски. Форма кривой БНТ соответствует полуволнам простого выпрямленного периодического тока, который затухает с очень большой постоянной времени (рис. 8-3).

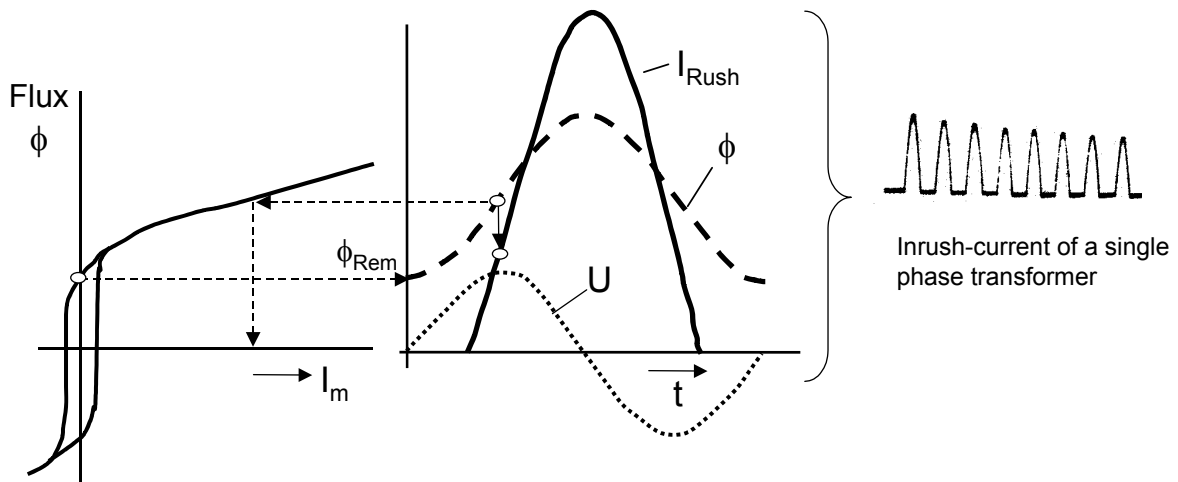


Рис. 8-3: Причина возникновения БНТ

Бросок тока намагничивания особенно значителен, когда магнитопровод из холодно-катанной стали с номинальной индукцией (1.6 - 1.8 Тл) работает в условиях близких к индукции насыщения (приблизительно 2 Тл).

В трех фазных силовых трансформаторах будет характерен трехфазный БНТ, который зависит от группы соединения обмоток силового трансформатора и способа заземления нейтрали трансформатора [8-3 и 8-7]. В общем случае, две фазы войдут в насыщение и будут характерны значительные токи намагничивания. На трансформаторах с обмотками, соединенными по схеме звезда-треугольник, указанные токи проходят в ненасыщенную фазу через обмотку треугольника. Указанное обуславливает возникновение токов, форма которых представлена на рис. 8-4.

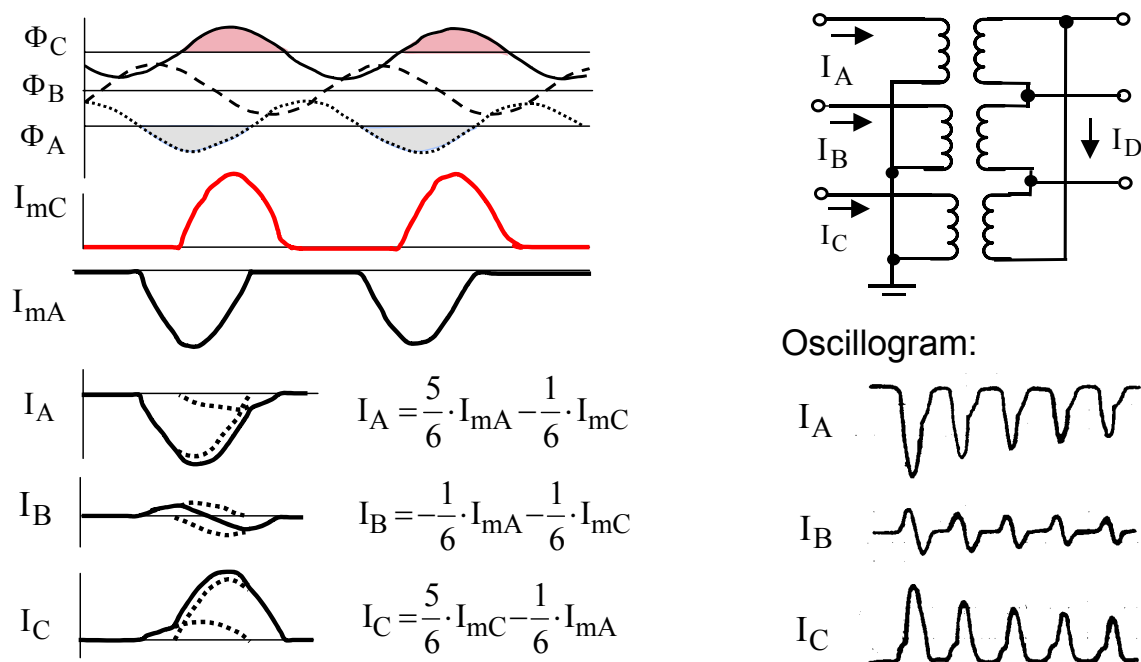


Рис. 8-4: Стандартный БНТ для трансформатора звезда-треугольник

Бросок тока намагничивания в каждой из фаз может быть вычислен согласно приведенным выражениям. Ток в фазе В соответствует току в обмотке треугольника I_D . Пожалуйста, обратитесь к литературе для рассмотрения теоретического анализа БНТ [8-7]. Представленная осциллограмма БНТ подтверждает вычисленные кривые.

Амплитуда и постоянная времени затухания БНТ зависит от мощности трансформатора (рис. 8-5).

Необходимо отметить, что такой же БНТ имеет место быть при отключении близкого внешнего КЗ и повторном намагничивании трансформатора при восстановлении напряжения. Однако БНТ в последнем случае значительно меньше БНТ, возникающего при включении под напряжение силового трансформатора.

Большие БНТ также возникают при включении асинхронных систем на параллельную работу через трансформатор, поскольку большая разница напряжений двух систем может вызвать переходное насыщение магнитопровода трансформатора [8-8].

8. Дифференциальная защита трансформатора

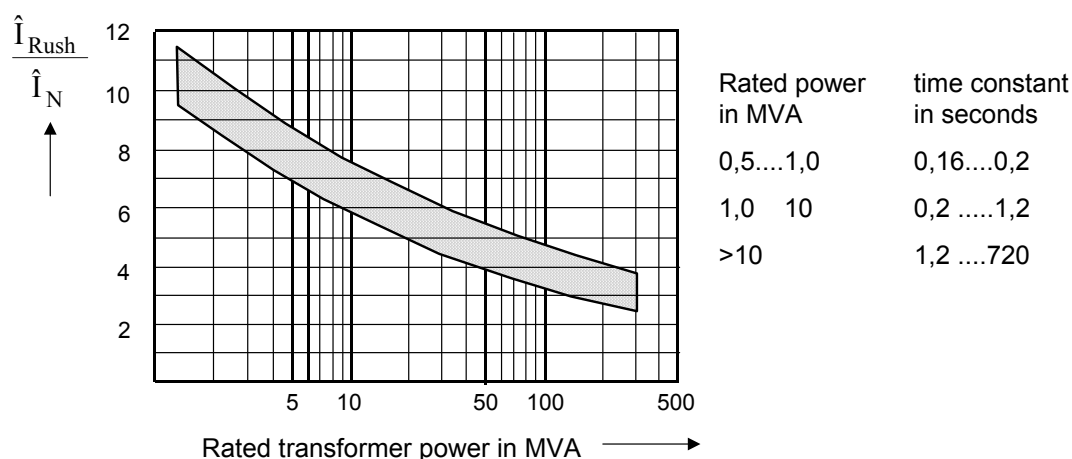


Рис. 8-5: Стандартные характеристики БНТ

Индуктированный БНТ

Было обнаружено, что на двухтрансформаторных подстанциях (где два силовых трансформатора соединены в параллель) при включении под напряжение одного трансформатора происходит ложное срабатывание дифференциальной защиты трансформатора, находящегося в работе. Причиной тому является индуктированный БНТ, который возникает из-за включения под напряжения одного из трансформаторов (рис. 8-6).

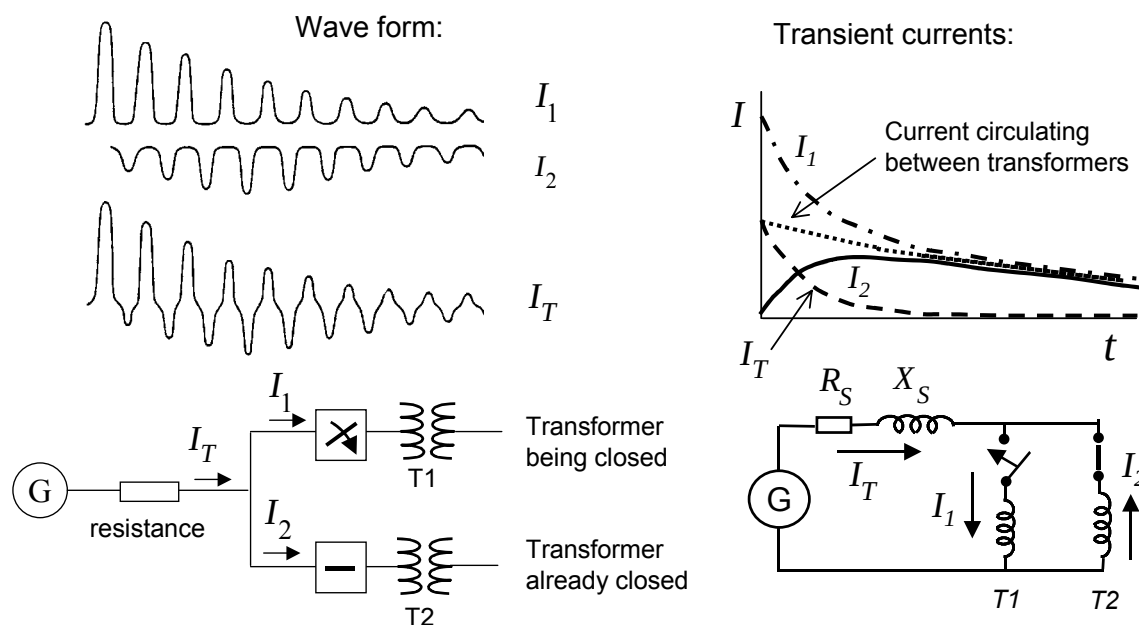


Рис. 8-6: Индуктированный БНТ

Падение напряжения, возникающее в связи с первоначальным БНТ, на сопротивлении системы, оказывает влияние на второй трансформатор, включенный в параллель и обуславливает возникновение индуктированного БНТ (I_2). Ток от системы (I_T) затухает достаточно быстро, однако ток все равно циркулирует

между двумя трансформаторами в связи с малым затуханием (большая постоянная времени $\tau = X/R$ обмоток) [8-9 и 8-10].

Блокировка при БНТ

Бросок тока намагничивания втекает в защищаемый объект с одной стороны и защита воспринимает его как внутреннее КЗ. Дифференциальная защита трансформатора не должна срабатывать в подобной ситуации. Факт большого содержания второй гармоники в БНТ уже использовался для торможения при реализации защиты на традиционной элементной базе. Вторая гармоника отфильтровывается из дифференциального тока (рабочего тока), а затем используется в качестве дополнительной величины торможения. При содержании второй гармоники в дифференциальном токе приблизительно в 15 % (по отношению к основной) характерным являлось значительное дополнительное торможение для предотвращения ложного срабатывания защиты. Другие производители осуществляли сравнение токов основной гармоники и второй гармоники непосредственно при помощи отдельной дифференциальной цепи, которая затем осуществляла блокирование защиты, что и реализуется программным образом в современных цифровых устройствах защиты.

Содержание второй гармоники в БНТ зависит от ширины основания полуволны тока (рис. 8-7).

Содержание второй гармоники уменьшается с увеличением ширины основания полуволны тока B .

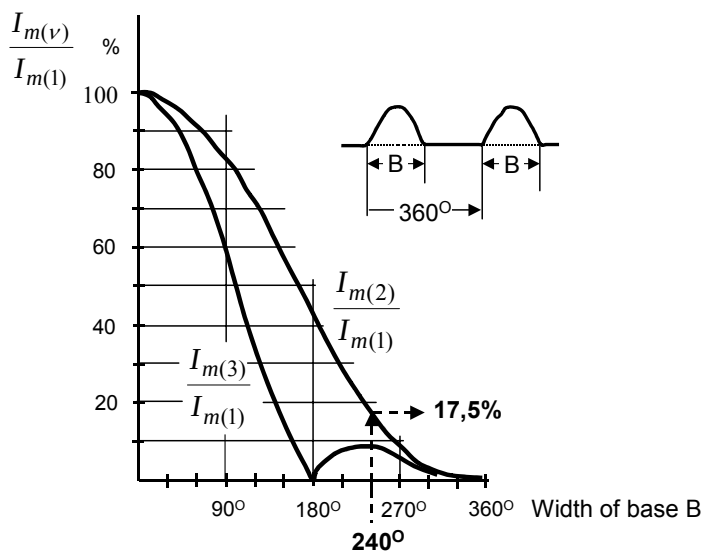


Рис. 8-7:
Содержание гармоник в БНТ

Исследования показали, что при БНТ ширина основания полуволны тока редко превышает 240° [8-7 и 8-12], что и определяет минимальное содержание второй гармоники при БНТ равное 17,5%. Тем самым, значение уставки равное 15% является оптимальным для оценки необходимости выполнения блокировки действия защиты.

Третья гармоника не может быть использована для оценки необходимости выполнения блокировки действия дифференциальной защиты, поскольку ее содержание достаточно велико при возникновении КЗ с наложением насыщения измерительного ТТ.

Выбор значения уставки по второй гармонике равной менее 15% не является целесообразным, поскольку насыщение ТТ вследствие возникновения КЗ с апериодической составляющей также может обуславливать наличие второй гармоники.

В редких случаях, например, при слабом питании, при включении ТТ под напряжение может иметь место незначительный БНТ с малым содержанием второй гармоники. В подобных условиях можно рассмотреть вариант снижения уставки по второй гармонике до 12%. Предпочтение в этом случае, однако, стоит отдавать использованию функции перекрестной блокировки.

Функция перекрестной блокировки

Данная функция, которая уже реализовывалась в устройствах защиты на традиционной элементной базе, теперь доступна во всех цифровых устройствах защиты и, при желании, может быть введена в работу. Функция позволяет предусмотреть ситуацию, когда содержание второй гармоники в отдельных фазах различается и может быть недостаточно, для фазы с наименьшим содержанием второй гармоники, для ввода блокировки действия защиты.

Функция предоставляет возможность выполнить блокировку измерительной системы каждой из фаз, когда происходит срабатывание блокировки при БНТ хотя бы в одной фазе.

Перевозбуждение трансформатора

Если трансформатор работает под значительно увеличенным напряжением, тогда также возрастает требуемое намагничивание. Ток намагничивания резко увеличивается, когда рабочая точка на характеристике намагничивания близка к точке насыщения. Форма тока все больше и больше искажается с одновременным увеличением содержания нечетных гармоник (рис. 8-8).

Увеличенный ток намагничивания появляется как рабочий ток дифференциальной защиты при больших повышениях напряжения. Указанное может привести к срабатыванию дифференциальной защиты, в зависимости от конфигурации трансформатора.

Повышения напряжения в системе могут возникать по причине распределения потока реактивной мощности в случае нарушения работы устройства РПН или системы регулирования возбуждения генераторов или же после сброса нагрузки. Указанное справедливо для больших систем с протяженными линиями. Критическим случаем является отключение станции, работающей на максимуме, что может привести к значительным повышениям напряжения на блочном трансформаторе в результате большого возбуждения генератора.

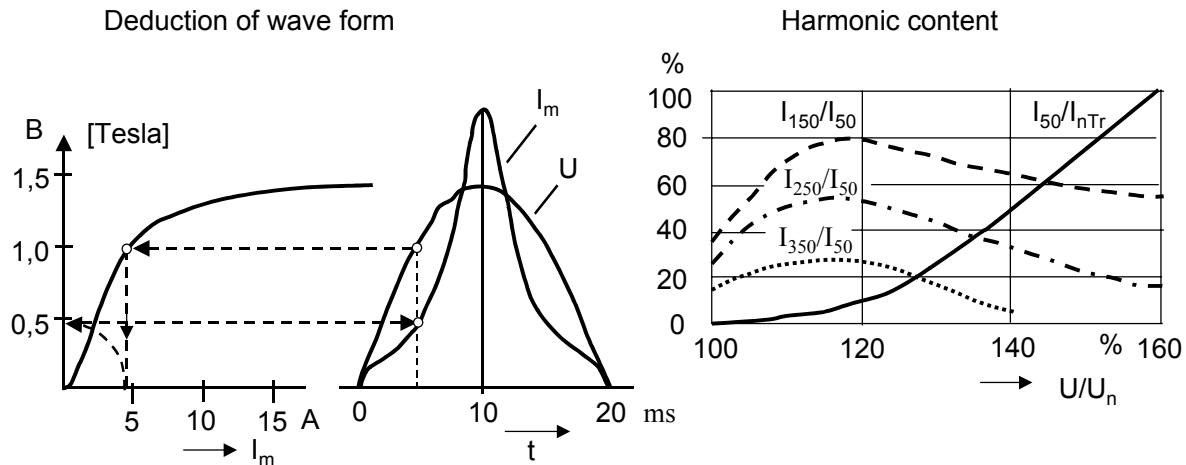


Рис. 8-8: Ток намагничивания в случае перевозбуждения трансформатора

Трансформатор может работать в условиях перевозбуждения, которое обуславливает его нагрев, в течение определенного времени без каких-либо повреждений.

Если, однако, последнее условие не выполняется, тогда трансформатор должен быть отключен специальной защитой от перевозбуждения, с зависимой U/f выдержкой времени. Отключение силового трансформатора в данном случае его дифференциальной защитой должно быть исключено любой ценой. Современные цифровые устройства защиты обладают встроенной функцией блокировки отключения в случае перевозбуждения трансформатора. Работа функции основана на оценке содержания 5 гармоники в рабочем токе: в случае перевозбуждения содержание 5 гармоники в рабочем токе значительно. Блокировка действия защиты на отключение производится тогда, когда отношение $I_{150\text{Hz}} / I_{50\text{Hz}}$ превышает установленное значение. При этом необходимо учесть, что содержание 5 гармоники уменьшается в том случае, если перевозбуждение значительно (рис. 8-8). Стандартное значение уставки составляет 30% [8-12]. Если повышение напряжения слишком велико, блокировка оказывается неэффективной, поскольку в этом случае трансформатор оказывается под угрозой. Блокировка в очередной раз может стать активной, когда содержание 5 гармоники в рабочем токе превысит установленное пороговое значение, что происходит при повышении напряжения [8-6].

8.2 Цифровая обработка измеряемых величин

Традиционные схемы подключения вторичных цепей ТТ к устройству дифференциальной защиты, а также методы выравнивания коэффициентов трансформации ТТ и учета фазового сдвига группы соединения обмоток силового трансформатора были описаны в главе 5-8.

Цифровые устройства защиты реализуют те же методы программным путем. Тем самым, использовать внешние промежуточные ТТ более не требуется.

Требуемые алгоритмы фильтрации и функции измерения реализуются более гибкими, обеспечивая более высокую точность.

Цифровое выравнивание измеряемых величин

Непосредственно перед сравнением токов необходимо обеспечить выполнение следующих действий:

- На стороне обмотки с заземленной нейтралью должна быть исключен или скомпенсирован ток нулевой последовательности (см. раздел 5.8)
- На стороне обмоток, соединенных в треугольник, необходимо выполнить компенсацию фазового сдвига группы соединения данного силового трансформатора (см. 5.8)

В качестве примера, рассматривается использование устройства защиты 7UT6 компании Siemens. Вычисления будут производиться согласно обозначениям таковых на рис. 8-9.

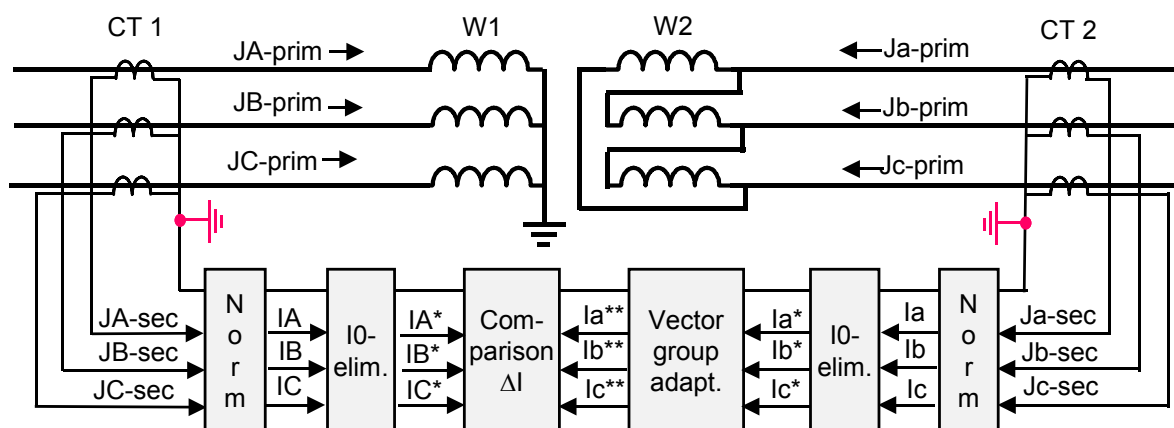


Рис. 8-9: Цифровое выравнивание токов для дальнейшего их сравнения

Первоначально вторичные токи ТТ на обеих сторонах приводятся к одному базису в соответствии с номинальной мощностью трансформатора S_N (на многообмоточных трансформаторах, в качестве базиса используется наибольшая мощность):

$$I_{N-Transf.-W1} = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_{N-1}} \quad \text{и} \quad I_{N-Transf.-W2} = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_{N-2}} \quad (8-3)$$

$$\begin{vmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{vmatrix} = \frac{I_{N-prim.-CT1}}{I_{N-Transf.-W1}} \cdot \begin{vmatrix} J_{A-sec} \\ J_{B-sec} \\ J_{C-sec} \end{vmatrix} = k_{CT-1} \cdot \begin{vmatrix} J_{A-sec} \\ J_{B-sec} \\ J_{C-sec} \end{vmatrix} \quad (8-4)$$

$$\text{и} \quad \begin{vmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{vmatrix} = \frac{I_{N-prim.-CT2}}{I_{N-Transf.-W2}} \cdot \begin{vmatrix} J_{a-sec} \\ J_{b-sec} \\ J_{c-sec} \end{vmatrix} = k_{CT-2} \cdot \begin{vmatrix} J_{a-sec} \\ J_{b-sec} \\ J_{c-sec} \end{vmatrix} \quad (8-5)$$

Адаптация аналоговых входов устройства к номинальному вторичному току ТТ 1 или 5 А обеспечивается входными трансформаторами с изменяемым коэффициентом трансформации. В устройстве защиты 7UT6 каждый вход может быть сконфигурирован на ток 1 или 5 А при помощи изменения положения переключателей. В особых случаях, может быть использован вход устройства защиты 5 А при вторичном номинальном токе ТТ равном 1 А (см. пример 8-1).

8. Дифференциальная защита трансформатора

Коррекция отклонения отношения первичного номинального тока к соответствующему номинальному току трансформатора выполняется на программном уровне.

Далее производится исключение тока нулевой последовательности. Указанное необходимо, если нейтраль трансформатора является заземленной. Если нейтраль трансформатора не заземлена или обмотки соединены в треугольник, выполнять данную операцию нет необходимости.

Ток нулевой последовательности равен: $I_0 = \frac{1}{3} \cdot (I_A + I_B + I_C)$

Исключение тока нулевой последовательности осуществляется согласно следующим выражениям:

$$\begin{aligned} I_A^* &= I_A - I_0 \\ I_B^* &= I_B - I_0 \\ I_C^* &= I_C - I_0 \end{aligned} \quad \text{или в матричной форме:} \quad \begin{bmatrix} I_A^* \\ I_B^* \\ I_C^* \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix}$$

Затем необходимо выполнить учет фазового сдвига группы соединения обмоток силового трансформатора (на трехобмоточных трансформаторах их два). Обмотка стороны ВН всегда является опорной при определении группы соединения обмоток трансформатора, т.е. при схеме соединения Yd5 опорной является обмотка звезды.

Трехфазная система стороны низшего напряжения отстает на номер группы соединения обмоток в каждой фазе.

Выравнивание токов по фазе может быть определено непосредственно из соединения обмотки. Также могут быть использованы симметричные составляющие.

Справедливы следующие общие выражения, где k i- номер группы соединения обмоток силового трансформатора,

$$\begin{bmatrix} I_a^{**} \\ I_b^{**} \\ I_c^{**} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos[k \cdot 30^\circ] & \cos[(k+4) \cdot 30^\circ] & \cos[(k-4) \cdot 30^\circ] \\ \cos[(k-4) \cdot 30^\circ] & \cos[k \cdot 30^\circ] & \cos[(k+4) \cdot 30^\circ] \\ \cos[(k+4) \cdot 30^\circ] & \cos[(k-4) \cdot 30^\circ] & \cos[k \cdot 30^\circ] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a^* \\ I_b^* \\ I_c^* \end{bmatrix} \quad (8-6)$$

Для трансформатора Yd5 при k= 5 имеем следующее:

$$\begin{bmatrix} I_a^{**} \\ I_b^{**} \\ I_c^{**} \end{bmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_a^* \\ I_b^* \\ I_c^* \end{bmatrix}.$$

Измеряемые величины для сравнения дифференциальной защитой получают равными:

$$\begin{bmatrix} I_{\Delta-A} \\ I_{\Delta-B} \\ I_{\Delta-C} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_A^* \\ I_B^* \\ I_C^* \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} I_a^{**} \\ I_b^{**} \\ I_c^{**} \end{bmatrix}$$

Таким образом, необходимо отметить, что за положительное направление протекания токов принято их протекание в сторону защищаемого объекта.

8. Дифференциальная защита трансформатора

Пример 8-1: Выравнивание сравниваемых токов в цифровом устройстве защиты

Исходные данные: Силовой трансформатор Yd5 (в соответствии с рис. 8-10).

Определить: Последовательность производимых цифровым устройством дифференциальной защиты вычислений при внешнем КЗ (см. Рисунок). Доказать, что срабатывания защиты при данных условиях не происходит.

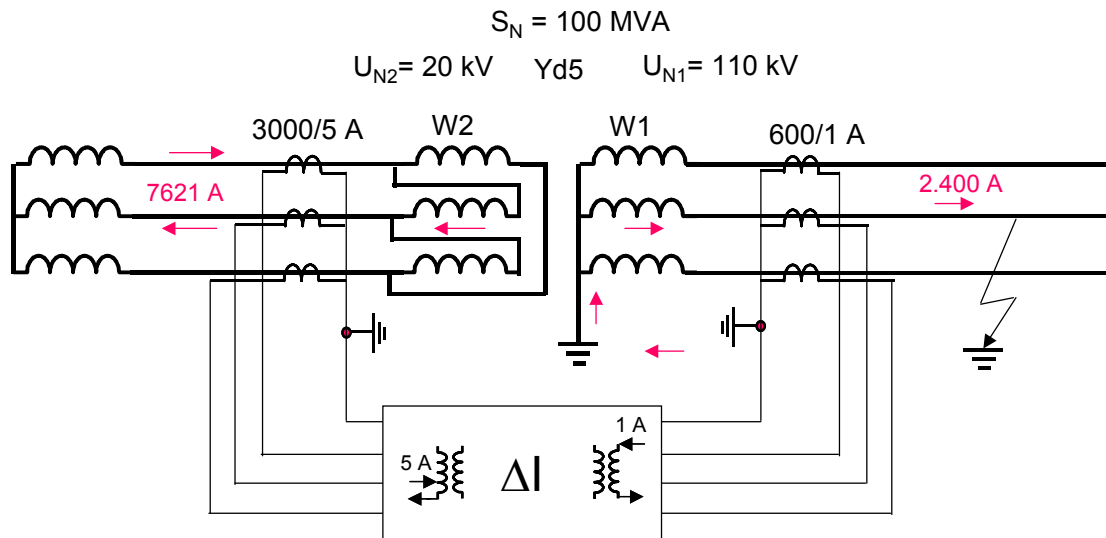


Рис. 8.10: Схема и данные для примера 8-1.

Решение: Ток однофазного КЗ равный 2400 А на стороне 110 кВ на стороне 20 кВ воспринимается как двухфазный:

$$I_{F-2} = \frac{U_{1N}}{U_{2N}} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot I_{F-1} = \frac{110}{20} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot 2400 = 7621 \text{ A}$$

Обмотка ВН выбрана в качестве опорной обмотки W1.

Выравнивание токов на стороне 110 кВ (обмотка W1):

$$I_{N-\text{Transf.}-W1} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 110 \text{ kV}} = 525 \text{ A}$$

Номинальный ток устройства дифференциальной защиты трансформатора установлен равным 1 А.

По отношению к полному току нагрузки имеем:

$$J_{A,B,C-\text{sec.}} = \frac{1}{600} \cdot 2400 = 4.0 \text{ A} \quad \text{and} \quad I_{\text{Norm}} = \frac{600}{525} \cdot 4 = 4.57 \text{ A}$$

Функция исключения тока нулевой последовательности I_0 активирована:

8. Дифференциальная защита трансформатора

$$\begin{vmatrix} I_a^* \\ I_b^* \\ I_c^* \end{vmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{vmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 0 \\ -4.57 \\ 0 \end{vmatrix}, \text{ therefore: } \begin{matrix} I_a^* = 4.57/3 \\ I_b^* = -2 \cdot 4.57/3 \\ I_c^* = 4.57/3 \end{matrix}$$

Выравнивание токов на стороне 20 кВ (обмотка W2):

$$I_{N-\text{Transf.}-W2} = \frac{100\text{MVA}}{\sqrt{3} \cdot 20\text{kV}} = 2887\text{A}$$

Номинальный ток входного трансформатора тока для обмотки 2 установлен равным 5 А..

По отношению к полному току нагрузки имеем:

$$J_{a,b,c-\text{sec.}} = \frac{1}{3000} \cdot 13200 / \sqrt{3} = 4.4 / \sqrt{3} \text{ A} \quad \text{and} \quad I_{\text{Norm}} = \frac{3000}{2887} \cdot 4.4 / \sqrt{3} = 4.57 / \sqrt{3} \text{ A}$$

Использовать функцию исключения тока нулевой последовательности на данной стороне нет необходимости и, следовательно, она не введена.

Учет фазового сдвига группы соединения обмоток силового трансформатора Yd5 выполняется следующим образом:

$$\begin{vmatrix} I_a^{**} \\ I_b^{**} \\ I_c^{**} \end{vmatrix} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{vmatrix} -1 & 0 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 4.57/\sqrt{3} \\ -4.57/\sqrt{3} \\ 0 \end{vmatrix}, \text{ тем самым: } \begin{matrix} I_a^{**} = -4.57/3 \\ I_b^{**} = 2 \cdot 4.57/3 \\ I_c^{**} = -4.57/3 \end{matrix}$$

Результирующий дифференциальный ток равен:

$$I_{\Delta-A} = I_A^* + I_a^{**} = 4.57/\sqrt{3} - 4.57/\sqrt{3} = 0$$

$$I_{\Delta-B} = I_B^* + I_b^{**} = -2 \cdot 4.57/\sqrt{3} + 2 \cdot 4.57/\sqrt{3} = 0$$

$$I_{\Delta-C} = I_C^* + I_c^{**} = 4.57/\sqrt{3} - 4.57/\sqrt{3} = 0$$

Срабатывания дифференциальной защиты не происходит.

В некоторых случаях может потребоваться использование внешнего промежуточного ТТ. Характерным примером будет являться Трехобмоточный трансформатор, когда одна обмотка рассчитана на очень малую нагрузку. Указанное иллюстрируется на следующем примере.

Пример 8-2: Пример применения внешнего промежуточного ТТ

Исходные данные: Трехобмоточный трансформатор (в соответствии с рис. 8-11).

Определить: Конфигурацию и значение уставки функции выравнивания измеряемых величин.

Решение: Обмотка треугольника имеет очень маленькую мощность по сравнению с другими обмотками. Первичный ток ТТ 1000/1 ставится в соответствие с данным значением мощности (30 МВА при 13.8 кВ соответствует номинальному току 1255 А). Номинальный ток на стороне ВН (500 кВ) равен:

8. Дифференциальная защита трансформатора

$$I_{N-Transf.-W1} = \frac{1050 \text{ MVA}}{500 \cdot \sqrt{3}} = 1213 \text{ A}$$

В этом случае подходит ТТ 1500/5 А.

Номинальный ток обмотки 345 кВ:

$$I_{N-Transf.-W2} = \frac{1050 \text{ MVA}}{345 \cdot \sqrt{3}} = 1757 \text{ A}$$

ТТ с коэффициентом трансформации 2000/5А подходит для использования в данном случае.

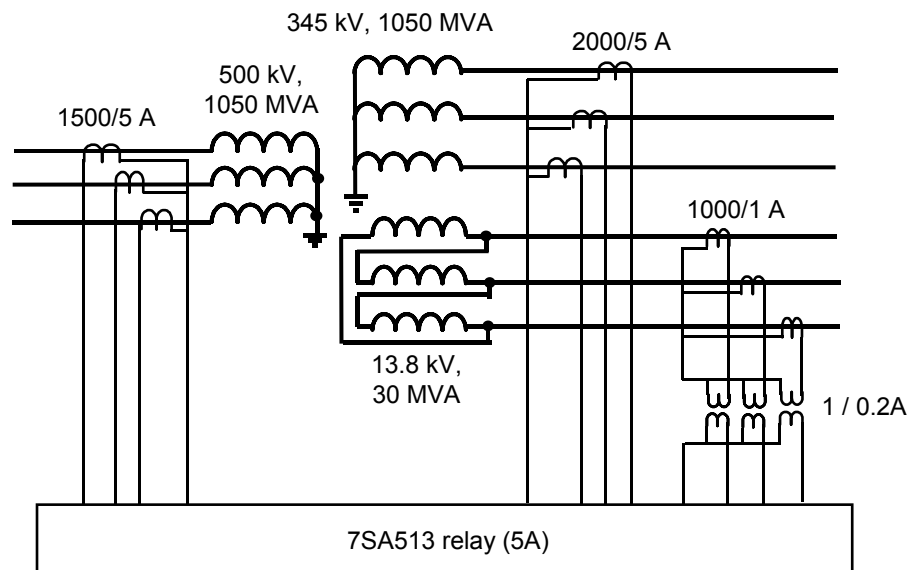


Рис. 8-11: Схема подключения и данные для примера 8-2

Номинальный ток третичной обмотки составляет:

$$I_{N-Transf.-W3} = \frac{30 \text{ MVA}}{13,8 \cdot \sqrt{3}} = 1255 \text{ A}$$

Для этой обмотки выбран ТТ 1000/1 А. Он грубо соответствует номинальной мощности (30 МВА) и обеспечивает правильный коэффициент трансформации для резервной МТЗ в этом месте установки. Однако при этом характерно значительное несоответствие номинальной мощности основной обмотки (1050 МВА), к которой должна быть адаптирована дифференциальная защита.

Адаптация к мощности 1050 МВА будет соответствовать току $I_{W3} = 1213 \cdot 500 / 13,8 = 43,949 \text{ A}$ на стоне 13,8 кВ. Будет необходимо выравнивание согласно коэффициенту $43,949 / 1000 = 44$.

При выборе ТТ с номинальным вторичным током 1 А и при установке номинального тока входа устройства защиты равным 5 А будет достигнута частичная (на коэффициент 5) адаптация тока. Остается обеспечить выравнивание на коэффициент $44 / 5 = 8,8$. Указанное может быть выполнено программным образом.

При использовании устройства 7UT5 рекомендуется, в связи с точностью внутренних вычислений, не превышать коэффициент 4 для k_{CT} . Тем самым, используется внешний промежуточный ТТ 5/1 (1 -

0.2 А), и, таким образом, коэффициент выравнивания снижается до $8.8/5 = 1.76$. Тогда значение уставки “Номинальный первичный ток ТТ” должно быть выбрано равным $1000 \cdot 5 \cdot 5 = 25,000\text{А}$ для третичной обмотки.

При определении номинальной кратности промежуточного ТТ необходимо учесть, что ток также очень мал и при КЗ. Отнесенный к коэффициенту трансформации $1000/1\text{ А}$ он не превышает более чем в 10 раз номинальный ток I_N . Промежуточный ТТ тогда может быть сконфигурирован для номинального тока $1/0.2\text{ А}$. При использовании многоотпаечного промежуточного ТТ типа 4АМ22-7АА (см. раздел 5.8, рис. 5.33) правильным выбором будет 8 к 40 виткам.

Приведенный пример иллюстрирует комбинацию ТТ, промежуточного ТТ, входного трансформатора и функции программной компенсации для измеренных величин. Промежуточный ТТ и измерительный вход могут быть включены в выражение (8-4) для получения следующего результата для внутреннего тока, который обрабатывается устройством защиты (как пример, для обмотки 1):

$$\begin{vmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{vmatrix} = \frac{I_{N-\text{Interp. CT-relay side}}}{I_{N-\text{Interp. CT-c.t. side}}} \cdot \frac{I_{N-\text{sec.-CT-1}}}{I_{N-\text{relay-MI-1}}} \cdot \frac{I_{N-\text{prim.-CT 1}}}{I_{N-\text{Transf.-W1}}} \cdot \begin{vmatrix} J_{A-\text{sec.}} \\ J_{B-\text{sec.}} \\ J_{C-\text{sec.}} \end{vmatrix} \quad (8-7)$$

$I_{N-\text{relay-MI-1}}$ — номинальный ток измерительного входа 1 устройства защиты. В общем случае, номинальный ток каждого измерительного входа такой же, как и номинальный ток устройства защиты. Если номинальный вторичный ток ТТ на выводах трансформатора тока отличается, тогда для измерительных входов должен быть выбран соответствующий ток при помощи изменения положения перемычки. В примере выше различие токов используется как преимущество для обеспечения эквивалента промежуточному ТТ 5/1. Справедливо следующее:

$$\begin{vmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{vmatrix} = \frac{0.2\text{А}}{1\text{А}} \cdot \frac{1\text{А}}{5\text{А}} \cdot \frac{25000\text{А}}{44000\text{А}} \cdot \begin{vmatrix} J_{A-\text{sec.}} \\ J_{B-\text{sec.}} \\ J_{C-\text{sec.}} \end{vmatrix} = \frac{1000}{43949} \cdot \begin{vmatrix} J_{A-\text{sec.}} \\ J_{B-\text{sec.}} \\ J_{C-\text{sec.}} \end{vmatrix},$$

Указанное означает адаптацию к мощности 1050 МВА.

Алгоритм измерения

Адаптированные измеренные величины подвергаются оценки согласно цифровым алгоритмам дифференциальной защиты.

Характеристика срабатывания имеет три ступени, что является стандартом для цифрового устройства защиты. По сравнению с защитой генератора, базовый порог срабатывания $I_{\text{DIFF}} >$ и наклон первой ветви должны иметь менее чувствительные значения уставок, поскольку токи намагничивания трансформатора и погрешности коэффициента трансформации при установленном положении отпайки РПН обуславливают возникновение небалансов. Адаптация коэффициента трансформации в соответствии с положением отпайки устройства РПН в теории возможна, однако из-за высокой сложности на практике не применяется.

8. Дифференциальная защита трансформатора

Стандартное значение уставки для трансформаторов без устройства РПН – 20% I_N , для трансформаторов с устройством РПН (диапазон регулирования $\pm 22\%$) – 30%.

Задание наклона первой ветви характеристики равным 25% и второго наклона равным 50% является оптимальным решением в стандартных случаях. Стабильность функционирования защиты при возникновении значительных дифференциальных токов в случае насыщения ТТ обеспечивается встроенным детектором насыщения, блокирующим действие защиты на отключение на некоторое время (рис. 8-12).

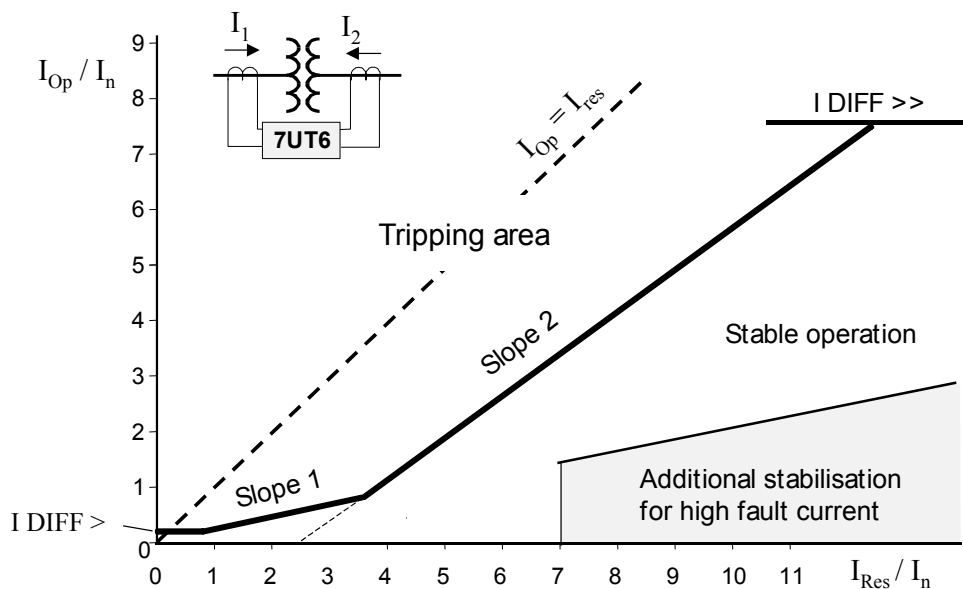


Рис. 8-12: Характеристика срабатывания дифференциальной защиты трансформатора (устройство защиты 7UT6)

Ложная работа дифференциальной защиты при БНТ или в случае перевозбуждения предотвращается функциями блокировки, описанными ранее. При внутренних КЗ, сопровождающихся глубоким насыщением ТТ, также возможно наличие гармоник, которые обуславливают задержку действия защиты на отключение. В этом случае, однако, произойдет отключение трансформатора от дифференциальной токовой отсечки $I_{DIFF} >>$.

Дифференциальная токовая отсечка

Ток КЗ, протекающий через трансформатор, ограничивается реактивным сопротивлением КЗ до $I_N \cdot (100/u_T \%)$. Таким образом, при внешних КЗ дифференциальный ток также не может превышать данное значение, даже в условиях глубокого несимметричного насыщения ТТ.

Если рабочие токи превышают данный максимальный ток, тогда может быть выполнено отключение без какой-либо выдержки времени без оценки величины торможения.

В составе устройства дифференциальной защиты 7UT6 имеется соответствующая дифференциальная токовая отсечка. Она обеспечивает отключение

также в тех случаях, когда при внутренних КЗ со значительной апериодической составляющей и при глубоком насыщении ТТ вводится временная блокировка действия защиты на отключение трансформатора (блокировка при БНТ). Поскольку глубокое насыщение ТТ не ожидается при ограниченных значениях тока КЗ, протекающих через силовой трансформатор, значение уставки дифференциальной токовой отсечки $I_{DIFF}>>$ может быть выбрано меньше, чем значение тока, соответствующего реактивному сопротивлению КЗ..

Дифференциальная токовая отсечка реагирует на основную гармонику тока КЗ, что означает, что апериодическая составляющая и гармоники высшего порядка исключаются. С учетом запаса 20%, значение уставки может быть принято равным приблизительно 60% от $\hat{I}_{Rush}/\sqrt{2}$, поскольку максимальное значение основной гармоники в БНТ составляет приблизительно 50% от максимального значения тока броска. Значение уставки, предусматриваемое на заводе, составляет $7.5 \cdot I_{N-Trafo}$. Данное значение является приемлемым в большинстве случаев.

В случае возникновения внутренних КЗ близки к выводам трансформатора высокие токи КЗ могут приводить к насыщению ТТ. Указанное характерно для маломощных трансформаторов, подключенных к системе с большой мощностью КЗ.

Таким образом, добавлен быстродействующий орган со значительным значением уставки. Срабатывание данного органа происходит тогда, когда две выборки превышают удвоенное значение уставки $I_{DIFF}>>$. Указанное обеспечивает быстродействующее отключение до момента насыщения ТТ. Алгоритм измерения был рассмотрен в разделе 4.2.2.

Дифференциальная защита от КЗ на землю

В случае КЗ на землю в заземленной обмотке трансформатора будет характерно протекание токов КЗ, которые могут причинить серьезные повреждения трансформатору. Со стороны питания соответствующие токи могут быть относительно маленькими, если замкнутыми являются несколько витков вторичной обмотки.

На обмотках с глухозаземленной нейтралью величина тока будет значительной, если КЗ возникает в нескольких витках от нейтрали (рис. 8-13).

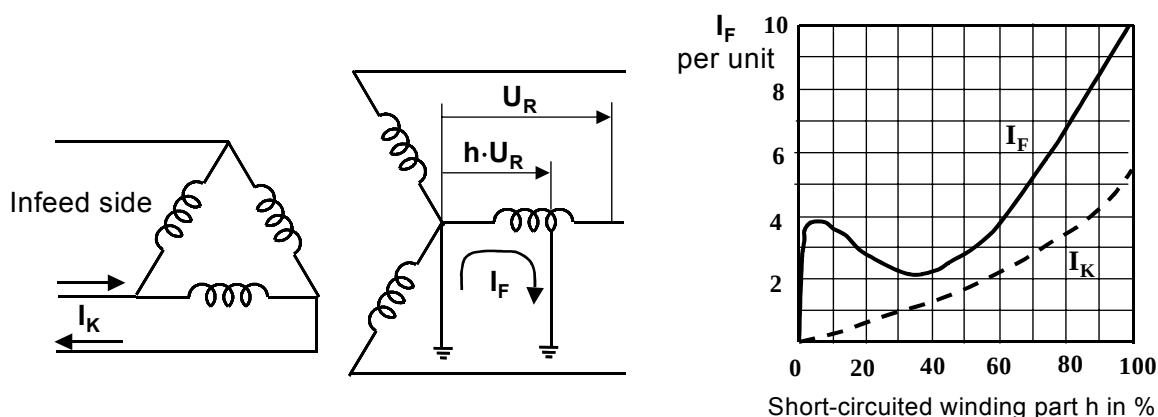


Рис. 8-13: КЗ на землю в обмотке с глухозаземленной нейтралью [8-13]

Реактивное сопротивление обратно-пропорционально квадрату замкнутых витков, в то время, как наводимое напряжение уменьшается по линейной зависимости. Соответственно характерной зависимостью является параболическая зависимость. Тем самым, сопротивление обмоток носит ограничивающий характер вблизи нейтрали.

Рис. 8-13 также применим для витковых КЗ. В этом случае ток не возвращается через землю, но протекает по коротке без соединения с землей. Необходимо отметить, что в этом случае ток повреждения I_F не может быть обнаружен устройством, подключенным в цепь заземления нейтрали.

Если нейтраль заземлена через сопротивление, характерны условия представленные на рис. 8-14. Вторичный ток линейно пропорционален числу короткозамкнутых витков, в то время, как ток со стороны питания обратно-пропорционален квадрату числа замкнутых витков.

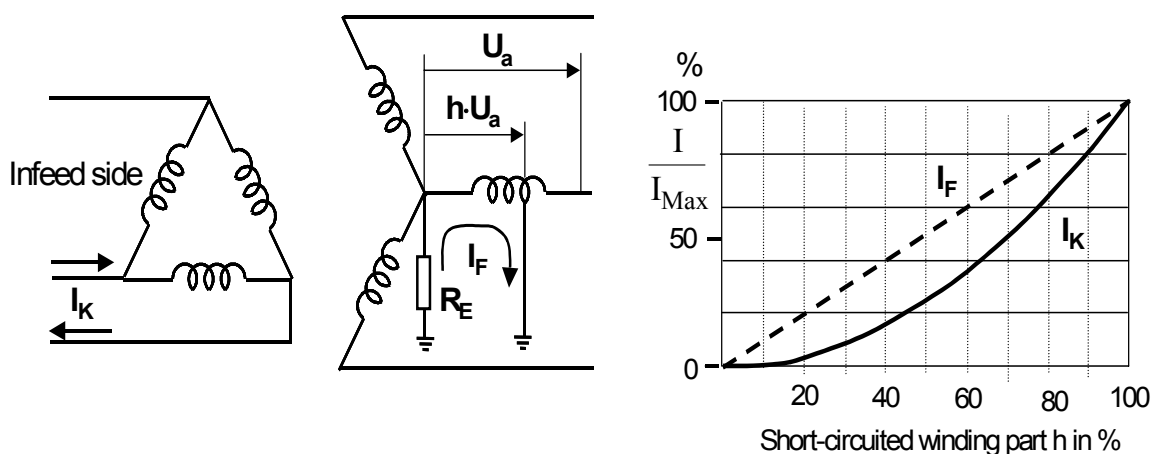


Рис. 8-14: КЗ на землю в трансформаторе с резистивно-заземленной нейтралью [8-13]

8. Дифференциальная защита трансформатора

В этом случае токи КЗ могут быть вычислены простым образом:

$$I_F = \frac{h \cdot U_a}{R_E} \quad \text{и} \quad I_K = h \cdot \frac{U_{2n}}{U_{1n} \cdot \sqrt{3}} = h^2 \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{U_{2n}}{U_{1n}} \cdot \frac{U_a}{R_E} \quad (8-8)$$

Первичный ток КЗ очень мал при КЗ близких к нейтрали, поэтому дифференциальная защита будет срабатывать только при КЗ ближе к выводам трансформатора.

Следующее является примером этого:

Пример 8-3: Токи при повреждении в трансформаторе

Исходные данные: Трансформатор 20 МВА, $U_{1N} = 132$ кВ, $U_{2N} = 13.8$ кВ
Схема согласно рис. 8-14.
ТТ на стороне 132 кВ: 100/1 А
Ток КЗ на землю ограничивается сопротивлением R_E до 2000 А
Место КЗ: расстояние 20% от нейтрали.

Определить: Будет ли дифференциальная защита чувствительная к данному КЗ (значение уставки составляет 25% $I_{ном}$)?

Решение: Первичный ток КЗ (рабочий ток) составляет:

$$I_K = \frac{20\%}{100} \cdot \frac{13.8}{132} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot 2000 \text{ А} = 23 \text{ А}$$

При значении уставки 25% $I_{ном}$, что эквивалентно 25 А, дифференциальная защита работать не будет. При КЗ на землю на обмотке 13.8 кВ защита охватывает почти 80% обмотки.

В данном примере рекомендуется выполнить подключение ТТ с устройством токовой защиты нулевой последовательности в цепи заземления нейтрали (порог срабатывания 200 А) для увеличения области охвата до 90%. Однако данная защита должна иметь значительную выдержку времени, поскольку токовые защиты нулевой последовательности, установленные в сети, должны срабатывать быстрее для обеспечения селективности.

Далее приводится описание дифференциальной защиты от КЗ на землю. При рассмотренных условиях данная защита обеспечивает отключение повреждения без выдержки времени.

Дифференциальная защита от КЗ на землю

Дифференциальная защита от КЗ на землю является оптимальным дополнением к фазной дифференциальной защите. В частности, на обмотках трансформатора с резистивно-заземленной нейтралью (ограничение тока повреждения). При установке данной защиты улучшается чувствительность при КЗ на землю [8-14].

Защита осуществляет сравнение тока нейтрали I_0^* с суммой фазных токов присоединения I_0^{**} (рис. 8-15).

Для повышения чувствительности при обеспечении селективности действия при реализации защиты на традиционной элементной базе применялись, так

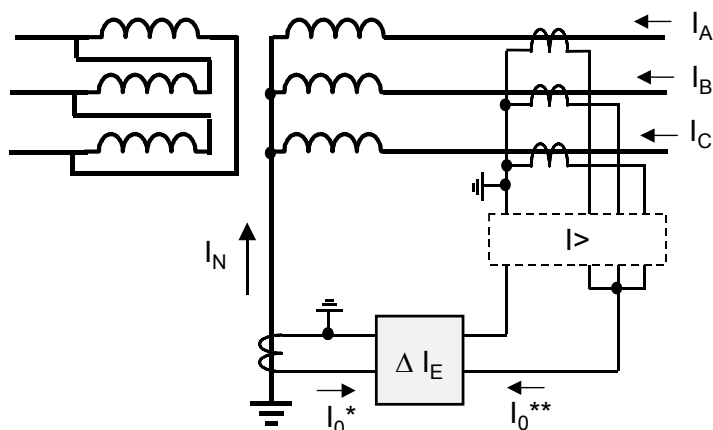


Рис. 8-15: Диф. защита от КЗ на землю

называемые, реле производства. Данные реле поляризуют рабочий ток током нейтрали, так что защита достигает своей наибольшей чувствительности, когда рабочий (дифференциальный) ток и ток в нейтрали ТТ направлены в одну сторону (имеют одну и ту же полярность).

Цифровое устройство защиты 7UT6 реализует данный принцип в цифровом виде.

Справедливы следующие

соотношения:

$$I_0^* = I_N$$

$$I_0^{**} = I_R + I_S + I_T = 3 \cdot I_0$$

Два диапазона углов должны различаться для критерия срабатывания:

Основной диапазон углов срабатывания определяется приблизительным совпадением фаз токов I_0^* и I_0^{**} : $-90^\circ \leq \varphi(I_0^* / I_0^{**}) \leq +90^\circ$. В данном диапазоне

торможения не выполняется. Рабочий ток соответствует току нейтрали I_0^* , поэтому защита постоянно имеет малый порог срабатывания: $I_{Op} = I_0^* > I_{set}$

Расширенный диапазон углов срабатывания определяется разницей фаз $>90^\circ$, которая имеет место при внутренних КЗ только в условиях насыщения ТТ:

$$+90^\circ \leq \varphi(I_0^* / I_0^{**}) \leq +270^\circ$$

В этом случае также характерен ток торможения:

$$I_S = |I_0^* - I_0^{**}| - |I_0^* + I_0^{**}| \quad (8-9)$$

В данном диапазоне углов справедлив следующее условие срабатывания:

$$|I_0^*| > I_{set} + k_0 \cdot I_S \quad (8-10)$$

Таким образом:

$$|I_0^*| > I_{set} + k_0 \cdot (|I_0^* - I_0^{**}| - |I_0^* + I_0^{**}|) \quad (8-11)$$

Может быть получено следующее выражение:

$$\frac{I_0^*}{I_{set}} = \frac{1}{1 + \sqrt{2} \cdot k_0 \cdot \left(\sqrt{1 + \frac{I_0^{**}}{I_0^*} \cdot \cos \varphi} - \sqrt{1 - \frac{I_0^{**}}{I_0^*} \cdot \cos \varphi} \right)} \quad (8-12)$$

При внешних КЗ на землю токи I_0^* и I_0^{**} протекают в одном направлении (имеют различные знаки), поэтому характерно наличие только тока торможения и отсутствие дифференциального тока.

При внутренних КЗ токи I_0^* и I_0^{**} втекают в защищаемый объект и, тем самым, имеют один и тот же знак (противоположные направления).

8. Дифференциальная защита трансформатора

На рис. 8-16 представлена характеристика срабатывания. Правая сторона диаграммы определяет внутренние КЗ. В данном случае защита имеет высокую чувствительность. «Идеальному» внутреннему КЗ соответствует точка $\varphi(I_0^*/I_0^{**}) = 0^\circ$ (с правой стороны) вне диаграммы. В то время, как «идеальному» внешнему КЗ соответствует точка 180° .

Расширенный диапазон углов срабатывания лежит в пределах от 90° ($k_0 \rightarrow \infty$) до 130° ($k_0 = 1$). Чем больше значение уставки k_0 , тем больше будет ограниченным диапазон углов срабатывания.

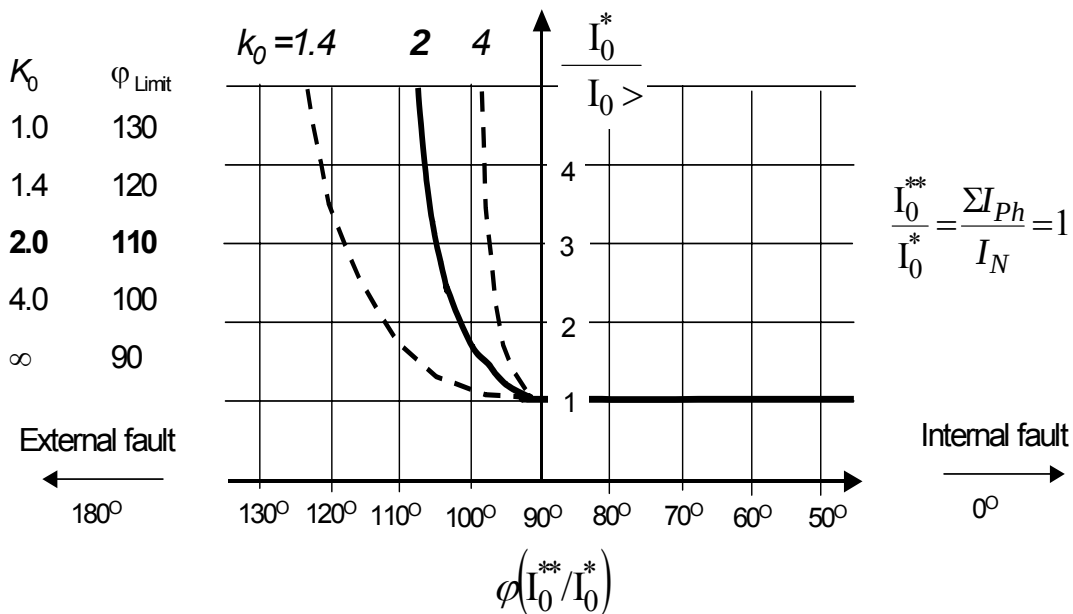


Рис. 8-16: Характеристика срабатывания дифференциальной защиты от КЗ не землю устройства 7UT513

Характеристика срабатывания, определяемая выражением 8-12, также может быть представлена на диаграмме в полярных координатах (рис. 8-17). На этой диаграмме отчетлива видна зависимость тока срабатывания от разницы фаз между токами I_0^* and I_0^{**} .

В диапазоне углов $\varphi = \pm 90^\circ$ уставка срабатывания имеет малое значение (порога срабатывания I_{set} на этой диаграмме является относительной величиной I_{set}/I_0^{**} .)

Когда превышает угол 90° , уставка срабатывания резко увеличивается в зависимости от установленного значения коэффициента k_0 .

Таким образом, при внутренних КЗ обеспечивается высокая чувствительность, а при внешних КЗ - высокая устойчивость функционирования.

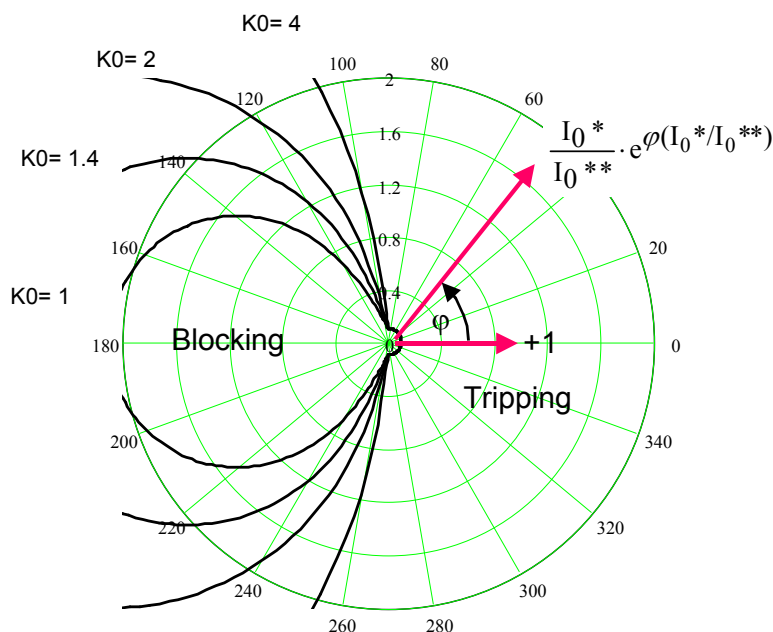


Рис. 8-17:
Круговая характеристика срабатывания диф. защиты от КЗ на землю 7UT513

8.3 Высокоомная дифференциальная защита

Высокоомная дифференциальная защита на трансформаторах применяется в двух версиях – как дифференциальная защита от КЗ на землю и как дифференциальная защита автотрансформаторов.

Высокоомная дифференциальная защита от КЗ на землю

Описание обычной дифференциальной защиты от КЗ на землю было представлено в предыдущем разделе. Высокоомная версия защиты часто применяется в англо-саксонских странах в связи со своей простотой и характерной устойчивостью при внешних КЗ в условиях насыщения ТТ. Для реализации защиты необходимо использование отдельных сердечников ТТ класса Х с одинаковыми коэффициентами трансформации [8-15].

Защита обычно применяется на заземленных обмотках, соединенных в звезду. Три фазных ТТ и ТТ нейтрали подключаются в параллель с устройством защиты.

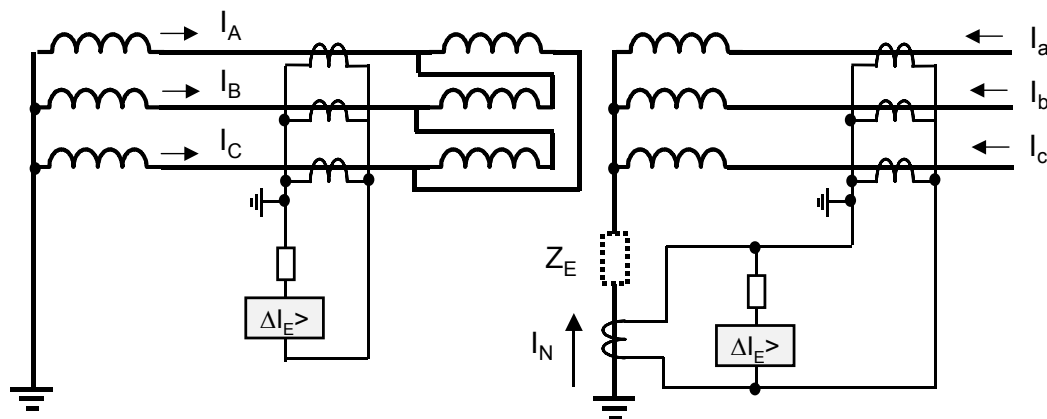


Рис. 8-18: Применение высокоомной диф. защиты от КЗ на землю

ты (+ последовательное сопротивление). Характер вычислений точно такой же, как и в случае применения данной защиты для защиты генератора (глава 7, пример 7-3). Требуется задания порога срабатывания между 5 и 10% номинального тока трансформатора. of transformer nominal current is aimed for. Стабильность функционирования защиты оценивается при максимальном сквозном токе КЗ, который имеет место быть при самых неблагоприятных условиях. В случае резистивно-заземленной нейтрали рассматривается трехфазное КЗ, поскольку в этом случае неравномерное насыщение фазных ТТ может привести к значительной несимметрии и, в последствии, к возникновению дифференциального напряжения. Максимальный ток сквозного КЗ определяется при учете реактивного сопротивления силового трансформатора.

На обмотке треугольника, в системе с глухозаземленной нейтралью, высокоомная защита может быть применена так, как показано слева на рис. 8-18. Сумма фазных токов всегда должна быть равна 0, чтобы на дифференциальной цепи не поворачивалось значительного напряжения. В случае КЗ на землю в обмотке треугольника сумма токов больше не оказывается равной нулю и происходит срабатывание высокоомной защиты.

Схема соединения точно такая же, как и для обмотки звезды, только в этом случае исключается использование 4-го ТТ.

Высокоомная защита на автотрансформаторах

На автотрансформаторах высокоомная защита может быть применена для реализации защиты гальванически связанных обмоток (рис. 8-19). Для этой цели должны быть доступны выводы обмоток со стороны нейтрали. Указанное обеспечивает альтернативу стандартной дифференциальной защите. Однако необходимо отметить, что обмотки, соединенные по схеме треугольника, не охватываются данной защитой. При реализации защиты группы мощных трансформаторов иногда применяются оба принципа защиты одновременно.

Задание уставок срабатывания высокоомной защиты трансформаторов

В принципе, положения, обозначенные в разделе 3.4, справедливы и здесь. Подробные рекомендации применения различных видов дифференциальной защиты приведены в британском стандарте ESI (Электротехническая промышленность) стандарт 48-3: "Высокоомная дифференциальная защита, действующая без выдержки времени".

В данном стандарте приведены следующие рекомендации:

Значение порога срабатывания:

- Система с глухозаземленной нейтралью: 10 - 60% от номинального тока обмотки
- Система с резистивно-заземленной нейтралью: 10 - 25% от величины тока КЗ на выводах

Оценка стабильности функционирования защиты должна производиться при рассмотрении максимально-возможного тока КЗ, протекающего через защищаемую обмотку (если данные недоступны ток принимается равным: $16xI_{ном}$).

8.4 Устройства дифференциальной защиты трансформатора

Стандартные устройства защиты применимы для реализации защиты двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов (7UT612/613) [8-15, 8-16].

Для реализации защиты трансформатора на станциях со схемой полуторного включения (см. примеры, приведенные далее) доступна версия устройства с 5 токовыми входами (7UT635).

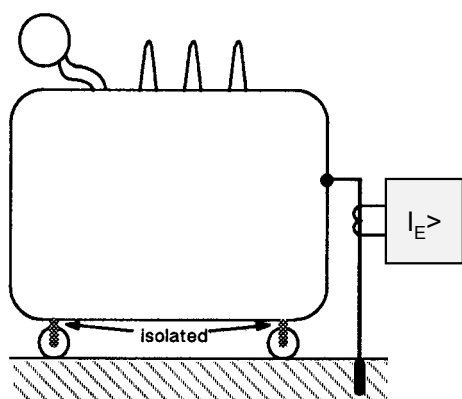


Рис. 8-21: Защита бака

Помимо функции дифференциальной защиты, данные устройства также обладают дополнительными функциями защиты такими, как защита от перегрузки, максимальная токовая защита, дифференциальная защита от КЗ на землю, УРОВ и опциональной функцией защиты бака трансформатора.

Варианты применения устройств защиты приведены на следующих примерах.

Защита бака трансформатора является защитой применяемой в практике релейной защиты Франции и применяется она вместо дифференциальной защиты. Для реализации

защиты монтаж трансформатора осуществляется с обеспечением изоляции от земли и устройство защиты устанавливается в цепи заземления бака трансформатора (рис. 8-21). Устройство защиты реагирует на ток, который протекает в данной цепи при КЗ между обмоткой и баком.

В устройстве защиты 7UT6 предусмотрен чувствительный токовый вход ($0.01 - 1.0xI_{ном}$) для обеспечения возможности реализации данной функции.

На рис. 8-22 приведены различные варианты подключения устройства защиты 7UT613.

Два токовых входа для токов нулевой последовательности, протекающих в цепи заземления нейтрали, могут быть использованы для повышения чувствительности срабатывания при КЗ на землю; входы также могут быть использованы для компенсации тока нулевой последовательности I_0 для дифференциаль-

8. Дифференциальная защита трансформатора

ной защиты ΔI_T или для реализации отдельной функции дифференциальной защиты от КЗ на землю ΔI_{TE} . В качестве варианта, один вход может быть использован для реализации защиты бака.

Распределение функций защиты по обмоткам трансформатора может быть определено заданием уставок. Если устройство 7UT613 применяется для реализации защиты двухобмоточного трансформатора, тогда третий измерительный вход фазного тока и вход для тока нулевой последовательности могут, к примеру, быть использованы для реализации дифференциальной защиты от КЗ на

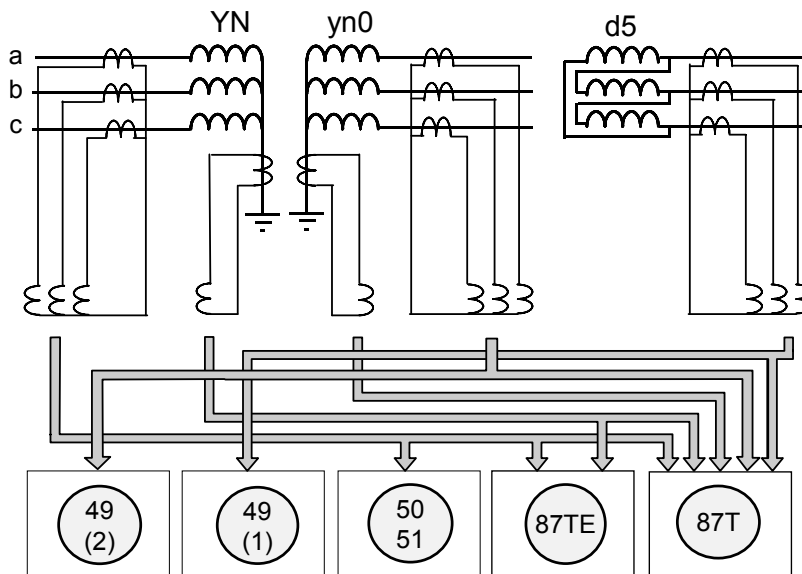


Figure 8-22: Relay 7UT613, protection functions and connection

землю отдельного заземляющего трансформатора (обратитесь к руководству пользователя).

Устройства высокоомной дифференциальной защиты

Из-за принципа функционирования высокоомная защита не может быть полноценно реализована в цифровом виде. Возможна цифровая реализация только измерительного органа (реле тока) (в цифровом устройстве защиты генератора 7UM62 доступен измерительный вход для дифференциальной защиты от КЗ на землю).

Стандартной практикой является применение простых аналоговых статических реле.

Некоторые устройства защиты оснащены встроенным сопротивлением и их настройка осуществляется как настройка устройств защиты по напряжению, другие устройства представляют собой простые реле тока с отдельным последовательно включенным сопротивлением.

Устройство защиты 7VH60 (однофазное) производства компании Siemens является токовым реле с порогом срабатывания 20 мА и встроенным последовательным сопротивлением. Порог срабатывания по напряжению может быть установлен равным в диапазоне от 6 до 60. В или в диапазоне от 24 до 240 В.

Также необходимо использование внешнего варистора для ограничения напря-

жения. В руководстве по эксплуатации устройства приведены необходимые сведения о его эксплуатации.

8.5 Примеры реализации защиты силовых трансформаторов

На следующих примерах представлены примеры использования цифровых устройств защиты для реализации защиты силовых трансформаторов.

Отдельные функции защиты обозначены согласно принятым кодам ANSI (Национальный Американский стандарт C37.2: Номера функций устройств, применяемых в энергосистемах, см. список в приложении). Дифференциальная защита, к примеру, обозначается номером 87.

Желательным при организации защиты является использование интегрированных дополнительных функций. Однако стоит отметить, что функция резервной защиты должна быть реализована при помощи отдельного устройства защиты для обеспечения полноценного резервирования. Таким образом, функцию токовой защиты, входящую в набор функций устройства 7UT6, можно использовать лишь в качестве резервной защиты от КЗ во внешней сети. Резервная защита же самого силового трансформатора должны обеспечиваться отдельным устройством токовой защиты (например, устройством защиты 7SJ600). Также обязательным является использование быстродействующей газовой защиты.

Реализация защиты двухобмоточного силового трансформатора

Помимо газовой защиты (ГЗ), в качестве второй быстродействующей защиты от КЗ также используется устройство дифференциальной защиты 7UT612. Встроенная в это устройство защиты функция максимальной токовой защиты (МТЗ) (51) обеспечивает резервирование отключения КЗ в прилегающей сети низшего напряжения. Таким образом, использовать отдельное устройство МТЗ на стороне НН необходимости нет. Устройство защиты 7SJ600 обеспечивает резервирование основной защиты трансформатора и резервирование отключений КЗ на шинах НН. Значение уставки срабатывания токовой отсечки $I_{>>}$ (50) должно быть выбрано равным больше сквозного тока КЗ. Указанное необходимо для исключения ее срабатывания при возникновении КЗ на стороне НН трансформатора. Функция МТЗ (51) в составе устройства 7SJ600 должна быть согласована по времени с МТЗ стороны НН, реализуемой при помощи устройства 7UT612.

8. Дифференциальная защита трансформатора

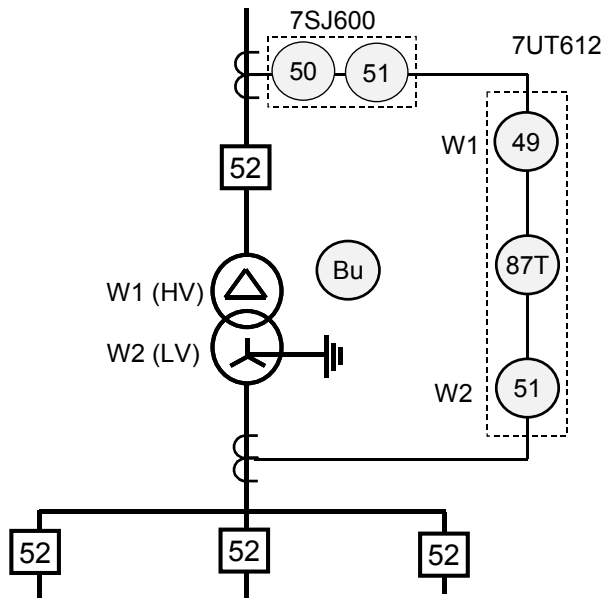


Рис. 8-23:
Защита двухобмоточного трансформатора

Защита трехобмоточного трансформатора

Приведенные рекомендации по организации защиты двухобмоточного трансформатора, в принципе, применимы и здесь. Однако в этом случае необходимо использование устройства дифференциальной защиты трехобмоточных трансформаторов. В связи с тем, что номинальная нагрузка обмоток W1 и W2 отличаются, то на каждой из них предусмотрена отдельная защита от перегрузки. В случае очень малой номинальной нагрузки третичной обмотки необходимо проверить необходимость использования внешнего промежуточного ТТ (см. пример 8-2).

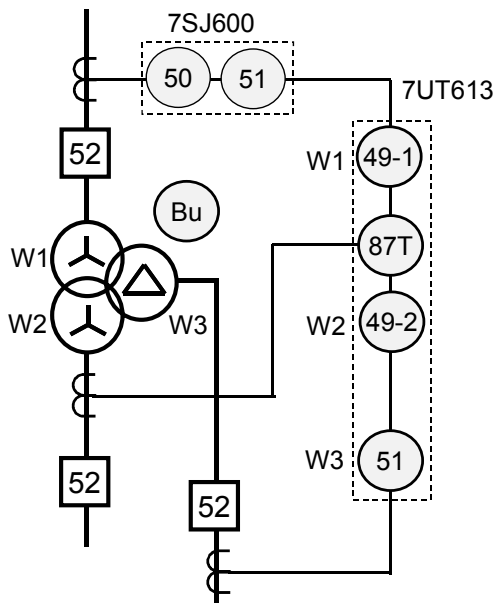


Рис. 8-24:
Защита трехобмоточного трансформатора

8. Дифференциальная защита трансформатора

Реализации дифференциальной защиты от КЗ на землю трансформатора

Дифференциальная защита от КЗ на землю 87ТЕ применяется в тех случаях, когда нейтраль трансформатора заземляется через активное или реактивное сопротивление, т. е в тех случаях, когда осуществляется ограничение тока КЗ

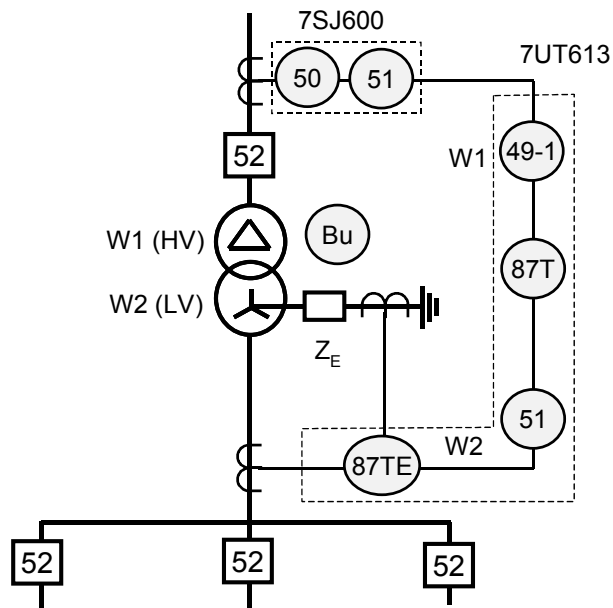


Рис. 8-25: Защита трансформатора с диф. защитой от КЗ на землю

на землю (Рис. 8-25).

Данная защита обеспечивает быстродействующее и селективное отключение трансформатора в случае возникновения КЗ на землю на обмотке W2. Принципы реализации защиты рассматривались в разделе 8.2, рис. 8-14. Должна быть обеспечена чувствительность срабатывания $\leq 10\%$ тока КЗ на землю на выводах трансформатора (охват 90% обмотки). Функция дифференциальной защиты от КЗ на землю (87ТЕ) является дополнительной и интегрирована в устройство 7UT613.

Реализация защиты трансформатора при полуторной схеме включения

При полуторной схеме включения выключателей дифференциальная защита должна быть подключена к двум группам ТТ через отдельные токовые входы. Если такая же схема распределительного устройства выбрана и на низшей стороне трансформатора, тогда для реализации защиты трехобмоточного трансформатора требуется наличие 5 токовых входов (рис. 8-26).

8. Дифференциальная защита трансформатора

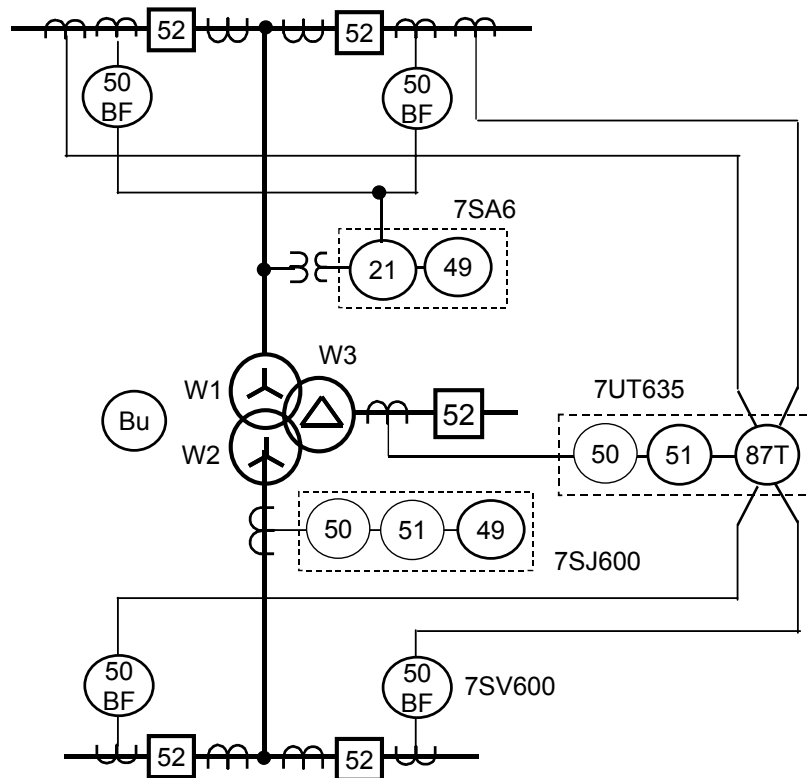


Рис. 8-26: Защита тр-ра при полуторной схеме включения выключателей

Параллельное включение ТТ, как это выполнено для дистанционной защиты, не допустимо для дифференциальной защиты, поскольку токи повреждения, протекающие через ТТ, включенные в параллель, будут исключать друг и друга и, следовательно, ток торможения формироваться не будет. При стандартном значении уставки равном $20 - 30\% I_{\text{ном}}$ возможна неправильная работа дифференциальной защиты без торможения при малых погрешностях ТТ (1% несимметрия ТТ при сквозном токе $20 \cdot I_{\text{ном}}$ даст дифференциальный ток $20\% I_N$). Задание меньшего порогового значения срабатывания не допустимо из-за снижения чувствительности при внутренних КЗ.

На стороне ВН предусмотрена установка дистанционной защиты (21) в качестве резервной. На стороне НН в качестве резервной устанавливается МТЗ (50/51). Устройство МТЗ подключается к ТТ, встроенным во вводы силового трансформатора. Для каждого выключателя системы шин предусмотрена функция УРОВ (50BF), реализуемая отдельным устройством. Также предусмотрено использование токовой защиты от перегрузки (49). На стороне ВН может быть использована функция перегрузки, встроенная в устройство дистанционной защиты, в то время, как на стороне НН может быть использована функция перегрузки, встроенная в устройство МТЗ.

8. Дифференциальная защита трансформатора

На стороне ВН и НН автотрансформатора устанавливается устройство защиты 7SJ600, которое обладает функциями токовой отсечки $I>>$ (50), МТЗ от междуфазных КЗ $I>$, t (51) и токовой защиты нулевой последовательности $E>$, t (51N). С каждой стороны в работу введена также функция УРОВ в соответствующем устройстве защиты.

Как было показано выше на примере для трехобмоточного трансформатора, должна быть проверена необходимость использования промежуточного ТТ для дифференциальной защиты (87Т) со стороны обмоток, соединенных в треугольник.

Реализация защиты мощных трансформаторов

Для реализации защиты мощных трансформаторов, обеспечивающих, к примеру, межсистемную связь, необходимо использование независимого комплекта быстродействующей защиты. В центральной Европе производится установка второго комплекта дифференциальной защиты, подключаемой к отдельным сердечникам ТТ.

В англо-саксонских странах обычно применяется стандартная дифференциальная защита (87ТL) совместно с высокоомной дифференциальной защитой (87ТН). В этом случае устройство защиты 87ТL подключается к ТТ, встроенным во вводы силового трансформатора, а устройство 87ТН – к ТТ распределительного устройства (рис. 8-28). В частности, когда имеется схема полупотурного включения выключателей, высокоомная дифференциальная защита обладает преимуществами, поскольку большое число ТТ может быть просто включено в параллель. При реализации стандартной (низкоомной) дифференциальной защиты подключение токовых цепей ТТ распределительного устройства должно осуществляться к устройству дифференциальной защиты четырехконцевого объекта (7UT635) (произведите сравнение с предыдущими примерами).

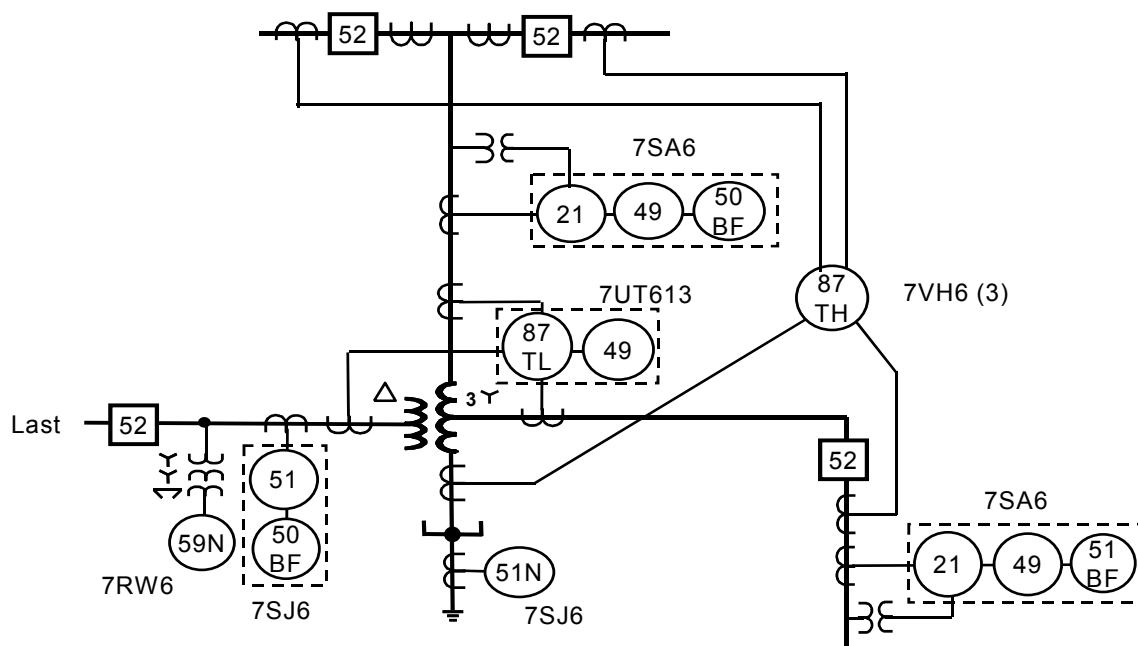


Рис. 8-28: Защита мощных трансформаторов

Дистанционная защита (21) применяется как на стороне ВН, так и на стороне НН. Ступень защиты, действующая без выдержки времени, охватывает 80% трансформатора, тем самым, обеспечивая быструю защиту в этом диапазоне. Также для обеспечения быстродействующей 100% защиты трансформатора представляется возможным использовать ступень, которая зоной своего действия выходит за трансформатор, в комбинации с логической схемой сравнения направлений. В последнем случае второй независимый комплект быстродействующей защиты можно не использовать. По остальным функциям защиты комментарии, приведенные в предыдущих примерах, справедливы и здесь.

Реализация защиты регулирующих трансформаторов

Регулирующий трансформатор добавляет продольное или поперечное переменное напряжение к напряжению присоединения. При помощи продольного напряжения представляется возможным управлять амплитудой напряжения и потоком реактивной мощности, а при помощи поперечного напряжения - регулировать переток активной мощности. Комбинированный трансформатор предоставляет возможность осуществлять как продольное, так и поперечное регулирование.

Устройство регулирования в целом состоит из фазного регулятора и трансформатора возбуждения, который может быть установлен в одном или в отдельном баке.

В зависимости от конструкции, трансформатор возбуждения может быть соединен в звезду или в треугольник.

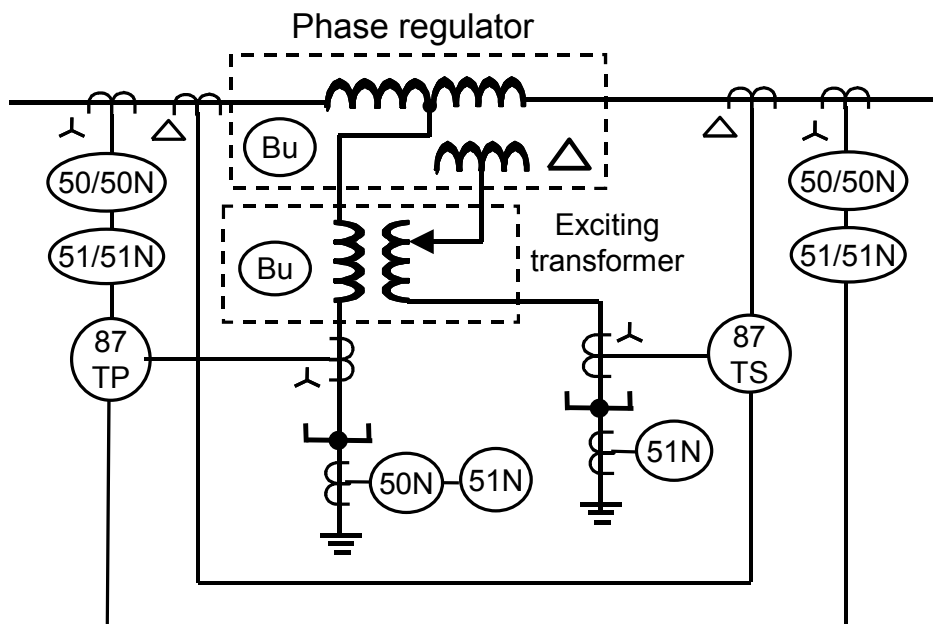


Рис. 8-29: Защита регулирующего трансформатора

При определении конфигурации защиты данных сложных трансформаторов требуется производить подробный анализ характерного токораспределения в нагрузочном режиме и в режиме КЗ. На рис. 8-29 представлен пример, который подробно был описан в публикации [8-17].

8. Дифференциальная защита трансформатора

Первичная дифференциальная защита 87ТР является защитой автотрансформатора, которая также охватывает первичную обмотку трансформатора возбуждения. Для этой цели подходит использование устройства защиты 7UT613. Как вариант, здесь также возможно использование высокоомной дифференциальной защиты для этой цели, как показано на рис. 8-28. Соединение регулирующего трансформатора делает необходимым преобразование звезда-треугольник для вторичной дифференциальной защиты 87ТС (на рисунке изображено треугольником). Для этой цели также подходит использование устройства защиты 7UT613.

Анализ токораспределения и адаптация измеренных величин в этом случае не рассматривается в данной книге. Подробное рассмотрение этих вопросов представлено в публикациях, на которые приведены ссылки.

Дополнительные устройства защиты нулевой последовательности и резервной защиты должны применяться так, как представлено на рис. 8-29. Как вариант, в качестве резервной функции защиты также возможно использование функции дистанционной защиты.

Реализация защиты блоков генератор-трансформатор

Набор функций защиты блока генератор-трансформатор достаточно велик [7-1]. Здесь рассматривается только дифференциальная защита.

Стандартные конфигурации изображены на рис. 8-30.

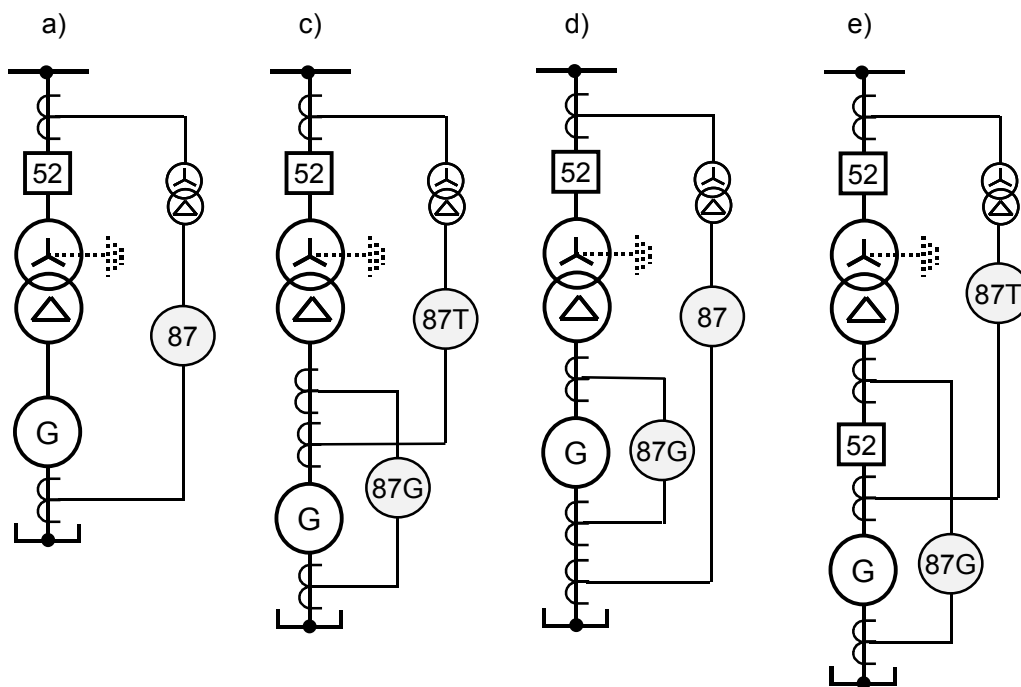


Рис. 8-30: Схемы диф. защиты блоков генератор-трансформатор

Необходимая коррекция коэффициента трансформации и учет фазового сдвига группы соединения обмоток силового трансформатора обозначен на рисунке при помощи промежуточных ТТ. В случае использования цифровых устройств защиты адаптация величин выполняется на программном уровне. Указанные операции были подробным образом описаны в разделе 8.2.

8. Дифференциальная защита трансформатора

На генераторах малой мощности дифференциальная защита охватывает и генератор и трансформатор (общая дифференциальная защита).

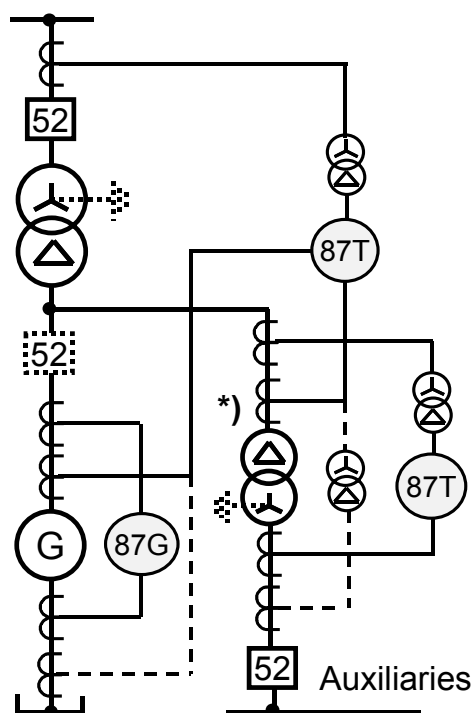
На генераторах большей мощности требуется установка отдельного комплекта дифференциальной защиты для генератора. С одной стороны это необходимо для повышения чувствительности (значение уставки будет в этом случае составлять 10-15% вместо 25-30% $I_{ном}$), с другой – для селективной идентификации повреждений в генераторе.

Для этой цели возможна реализация варианта b) и c). Немецкий комитет по релейной защите рекомендует реализовывать вариант б).

Если имеется генераторный выключатель, то может быть реализован вариант d), поскольку трансформатор блока, который также обеспечивает питание собственных нужд может работать независимо.

Полная схема реализации дифференциальной защиты мощного блока представлена на рис. 8-31. Варианты подключения ТТ представлены пунктирными линиями. Если дифференциальная защита трансформатора блока подключается к сердечнику ТТ, установленному перед (на стороне генератора) трансформатором собственных нужд (ТСН) (стандартный вариант подключения согласно рекомендациям комитета по релейной защите энергосистем Германии), тогда первичный ток ТТ должен быть поставлен в соответствие с номинальным током трансформатора генератора. В любом случае, он не должен быть меньше его более чем в 4 раза, поскольку в этом случае будет необходимо использование промежуточного ТТ (см. пример 8-2).

Основываясь на номинальном токе ТСН, ТТ должен быть выбран с большой номинальной кратностью, если защита блочного трансформатора должна стабильно функционировать при КЗ на выводах ТСН со стороны генератора. Ток, протекающий от генераторного трансформатора составляет $6.7 \times I_{ном-тр.}$ при $u_{х-т}=15\%$, а ток, протекающий от генератора - $10 \times I_{ном-ген.}$ при $X_d''=10\%$; что в сумме приблизительно составляет $17 \times I_{ном-блока}$, если номинальная мощность генератора и трансформатора приблизительно равны. Если номинальная мощность ТСН составляет приблизительно 10% от номинальной мощности блока, тогда результирующий ток КЗ составляет $170 \times I_{ном-ТСН.}$ и, кроме всего прочего, этот для этого тока характерна значительная постоянная времени затухания апериодической составляющей (до 100 мс) (см. Таблицу 7-1 в разделе 7-1). Идеальным, но дорогим решением в данном случае является использование ТТ с линейризованным сердечником с такими же данными, что имеют ТТ на выводах генератора. Альтернативный вариант подключения ТТ на стороне потребителей собственных нужд (пунктирная линия на рис. 8-31) позволяет избежать выбора такого ТТ ценою потери селективности.



*) same ratio as generator CTs

Figure 8-31: Differential protection for a generator unit

избежать выбора такого ТТ ценою потери селективности.

8. Дифференциальная защита трансформатора

Сердечники ТТ, которые подключаются к дифференциальной защите ТСН со стороны генератора должны быть выбраны с такими характеристиками, чтобы обеспечивалось срабатывание защиты без выдержки времени при внутренних КЗ. Указанное является очень жестким требованием даже в случае использования цифровых устройств защиты (7UT612), поскольку требуется обеспечение времени трансформации тока без насыщения равного 25 мс (см. следующий пример). Обеспечение стабильности функционирования при протекании сквозных токов КЗ через трансформатор, к примеру в случае КЗ на стороне потребителей собственных нужд, не представляет собой никаких проблем.

Пример 8-4: Выбор ТТ в цепи ТСН

Исходные данные: Генератор блока 230 МВА ($f_{\text{ном}} = 50$ Гц)
Генератор: 200 МВА, 10.5 кВ, $X_d'' = 15\%$, $R_G = 0.63 \cdot 10^{-3}$ Ом
Трансформатор блока: 230 МВА, 110/10.5 кВ, $u_{X-T} = 13.2\%$, $u_{R-T} = 0.14\%$
ТСН: 25 МВА, 10.5 / 5 кВ, $u_{X-Aux-T} = 14\%$,
 $u_{R-Aux-T} = 0.64\%$

Определить: Определить номинальную предельную кратность ТТ для дифференциальной защиты ТСН

Решение: Следующие положения справедливы для устройства дифференциальной защиты 7UT612:
- Быстродействующее отключение при внутренних КЗ: время трансформации тока без насыщения ≥ 4 мс
- Стабильность функционирования при внешних КЗ: коэффициент запаса $K_{TF} \geq 1.2$

Для внутренних КЗ самым неблагоприятным случаем является возникновение КЗ на выводах со стороны генератора (F1):

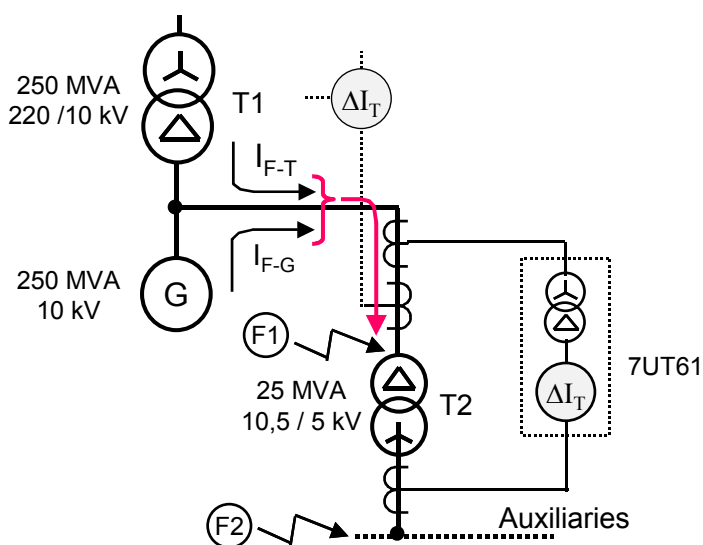


Рис. 8-32:
Схема для примера 8-4

8. Дифференциальная защита трансформатора

Номинальный ток генератора:

$$I_{N-G} = \frac{S_N [\text{MVA}] \cdot 10^3}{U_N [\text{kV}] \cdot \sqrt{3}} = \frac{200 \cdot 10^3}{10.5 \cdot \sqrt{3}} = 11 \text{ kA}$$

Ток КЗ от генератора:

$$I_{F-G} = \frac{1.1 \cdot I_{N-G}}{X_d'' [\%]} = \frac{1.1 \cdot 11}{0.15} = 81 \text{ kA}$$

$$X_{N-G} = \frac{U_{N-G}^2 [\text{kV}^2]}{S_{N-G} [\text{MVA}]} = \frac{10.5^2}{200} = 0.551 \Omega$$

$$X_G = \frac{X_d'' [\%]}{100} \cdot X_{N-G} = \frac{15}{100} \cdot 0.551 = 0.083 \Omega$$

Постоянная времени затухания апериодической составляющей:

$$T_G = \frac{L_G}{R_G} = \frac{X_G}{\omega \cdot R_G} = \frac{0.083}{314 \cdot 0.63 \cdot 10^{-3}} = 0.42 \text{ s}$$

Номинальный ток трансформатора блока:

$$I_{N-T} = \frac{S_{N-T} [\text{MVA}] \cdot 10^3}{U_N [\text{kV}] \cdot \sqrt{3}} = \frac{230 \cdot 10^3}{10.5 \cdot \sqrt{3}} = 12.6 \text{ kA}$$

Ток КЗ от трансформатора блока:

$$I_{F-T} = \frac{1.1 \cdot I_{N-T}}{u_{X-T} [\%]} = \frac{1.1 \cdot 12.6}{0.132} = 105 \text{ kA}$$

$$X_{N-T} = \frac{U_{N-T}^2 [\text{kV}^2]}{S_{N-T} [\text{MVA}]} = \frac{10.5^2}{230} = 0.48 \Omega$$

$$X_T = \frac{u_{X-T} [\%]}{100} \cdot X_{N-T} = \frac{13.2}{100} \cdot 0.48 = 0.063 \Omega$$

$$R_T \approx \frac{u_{R-T} [\%]}{100} \cdot X_{N-T} = \frac{0.14}{100} \cdot 0.48 = 0.67 \cdot 10^{-3} \Omega$$

Постоянная времени затухания апериодической составляющей:

$$T_T = \frac{L_T}{R_T} = \frac{X_T}{\omega \cdot R_T} = \frac{0.063}{314 \cdot 0.67 \cdot 10^{-3}} = 0.30 \text{ s}$$

Полный ток КЗ составляет:

$$I_F = I_{F-G} + I_{F-T} = 81 + 105 = 186 \text{ kA}$$

Соответствующая эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей вычисляется согласно выражению (5-23), приведенному в разделе 5.7:

$$T = \frac{I_{F-G} \cdot T_G + I_{F-T} \cdot T_T}{I_{F-G} + I_{F-T}} = \frac{81 \cdot 0.42 + 105 \cdot 0.30}{81 + 105} = 0.35 \text{ s}$$

Коэффициент запаса для трансформации тока без насыщения в течение 4 мс определяется согласно выражениям 5-21 и 5-22, приведенным в разделе 5.7. Значение можно получить из соответствующей диаграммы, представленной на рис. 5-14: $K_{TF} \approx 0.75$

8. Дифференциальная защита трансформатора

Номинальный ток ТСН составляет:

$$I_{N-Aux-T} = \frac{S_{N-Aux-T} [MVA] \cdot 10^3}{U_N [kV] \cdot \sqrt{3}} = \frac{25 \cdot 10^3}{10.5 \cdot \sqrt{3}} = 1380 \text{ A}$$

Осуществляется выбор ТТ класса 5Р с коэффициентом трансформации 2000/1 и номинальной мощностью 10 ВА. В соответствии с данными производителя, внутренняя нагрузка трансформатора составляет приблизительно 20%. Нагрузка соединительных кабелей и устройства защиты составляет менее 1 ВА.

Требуемая рабочая кратность равна:

$$ALF' = K_{TF} \cdot \frac{I_F}{I_{N-CT}} = 0.75 \cdot \frac{186 \text{ kA}}{2 \text{ kA}} = 70$$

Для выполнения проверки устойчивости функционирования защиты при протекании сквозных токов КЗ необходимо рассмотреть КЗ F2:

Ток КЗ оценивается при пренебрежении сопротивлением системы:

$$I_{F-Aux-T} = \frac{1.1 \cdot I_{N-Aux-T}}{u_{X-Aux-T} [\%]} = \frac{1.1 \cdot 1.38}{0.14} = 11 \text{ kA}$$

Результирующая рабочая кратность (при учете коэффициента запаса $K_{TF} = 1.2$) равна:

$$ALF' = K_{TF} \cdot \frac{I_{F-Aux-T}}{I_{N-CT}} = 1.2 \cdot \frac{11}{2} = 6.6$$

Таким образом, необходимо рассматривать критерий по внутреннему КЗ.

Требуемая номинальная предельная кратность равна:

$$ALF = \frac{P_i + P_{connected}}{P_i + P_{rated}} \cdot ALF' = \frac{2 + 1}{2 + 10} \cdot 70 = 17.5$$

Выбирается номинальная предельная кратность $n = 20$ и, таким образом, ТТ обладает следующими характеристиками:
ТТ 2000/1, 5Р20, 10 ВА, $P_i < 20\%$

9. Дифференциальная защита линии

Принцип дифференциальной защиты линии и характеристики каналов связи рассматривались в главах 3.2.1 и 3.2.2. В этом разделе описываются устройства защиты и их применение. С этой целью будет использоваться линейка современных изделий Siemens SIPROTEC. На изделия других производителей можно сослаться в списке литературы (книги A15-A17 и технические статьи с 9-7 по 9-9). В таблице 9-1 приведены варианты реализации передачи сигналов.

Устройства защиты	Канал связи	Максимальное расстояние	Максимальное количество концов линии	Передача данных
7SD503	Проводной канал связи, три жилы, макс. 200 Ом/жилу	< 10 км (при превышении возникает слишком большая вторичная нагрузка ТТ)	2 конца, 3 конца с двумя устройствами на каждом из концов	Сравнение токов, 50 Гц, I_H -жилы = 100 мА
7SD502	Проводной канал связи, две жилы. Сопротивление петли R_S макс. 1800 Ом	приблизительно 25 км	2 конца, 3 конца с двумя устройствами на каждом из концов	Сравнение напряжений, 50 Гц, $U_Q < 200$ В при КЗ, Ток жилы при внутреннем КЗ < 4 мА/ I_H
7SD600 (внешнее суммирование токов)	Проводной канал связи, две жилы. R_S макс. 1800 Ом	приблизительно 12 км	2 конца	как для 7SD502
7SD61	<u>оптический</u> , <u>цифровая сеть передачи данных</u> с дополнительными конвертерами 7XV56 <u>Проводной канал связи</u> с дополнительными конвертерами 7XV56, изоляция 5 кВ (20 кВ с дополнительным изолирующим трансформатором)	<u>Отдельный оптический канал</u> : до 35 км при прямом соединении, > 100 км при использовании внешнего модуля передачи данных <u>Проводной канал связи</u> : приблизительно. 10 км с опто-электрическим конвертером 7XV56 <u>сеть передачи данных</u> : > 100 км	2 конца	последовательная цифровая, синхронная 64 - 512 кбит/с, Протокол HDLC, оптический интерфейс доступен в различных вариантах, X.21 или G.703.1 опто-электрический конвертер 7XV56 для цифровых сетей передачи данных
7SD52	как 7SD61	как 7SD61	6 концов	как 7SD61
7SD51 (защита сравнения фаз)	оптический, цифровые сети передачи данных	Аналогично 7SD61		последовательная цифровая, асинхронная, 19.2 кбит/с, согласно IEC 60870-5 различные варианты опт. интерфейса, X.21 и G703 с конвертером 7XV56

Таблица 9-1: Варианты для цифровой дифференциальной защиты линии

Устройства, работающие с проводными каналами связи, уже внедрялись по традиционной технологии. [9-1 и 9-2]. Соответствующие вновь устанавливаемые цифровые устройства главным образом используются для модернизации защиты в городских и промышленных сетях, поскольку проложенные медные кабели обычно остаются в эксплуатации из-за финансовых ограничений [9-3]. В настоящее время общей практикой является применение устройств с последовательной передачей данных через оптический разъемы или цифровые сети передачи данных. Дифференциальная защита в таком виде также можно использовать на линиях длиной более 100 км. На линиях СВН такая защита часто используется в качестве второй основной защиты в дополнении к дистанционной. На линиях с числом концов более 2 это решение является идеальным для достижения быстрого отключения повреждений на 100% длины защищаемого объекта.

9.1 Дифференциальная защита с трехжильным проводным каналом связи

Это классическая дифференциальная защита, которая, однако, использует две последовательно соединенные цепи измерения (по одной на каждом конце линии). Три фазных тока от ТТ складываются на каждом конце линии с помощью суммирующих ТТ, как это описывается в разделе 3.3.2. Суммарный ток, который протекает по трем жилам проводного канала связи, равен 100 мА при номинальном симметричном трехфазном токе.

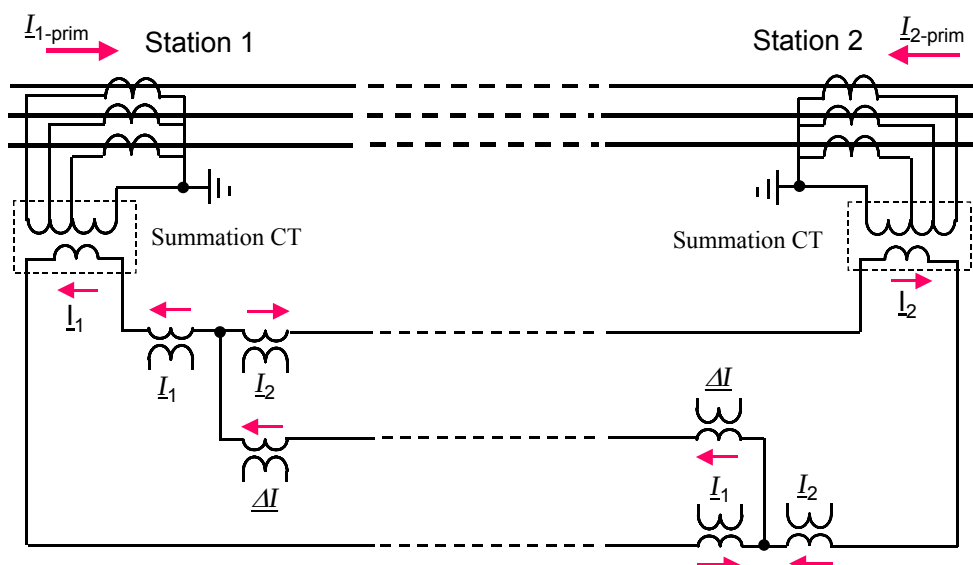


Рисунок 9-1: Принципиальная схема дифференциальной защиты с трехжильным проводным каналом связи

Ток торможения $I_{Res} = |I_1| + |I_2|$ вычисляется цифровым методом. Дифференциальный ток $I_{Op} = |I_1 + I_2|$ при этом доступен дважды; первый раз непосредственно на измерительном входе суммирующего ТТ и еще раз при цифровом вычислении. Это можно использовать для проверки достоверности, а также для мониторинга.

Цифровая защита 7SD503 совместима с традиционными реле 7SD10/74/95, и в связи с этим возможно ее применение на двухконцевых линиях.

При малых расстояниях вместо проводных каналов связи можно использовать контрольные кабели. Однако, для линий длиной более 1 км рекомендуется использовать специальные кабели для целей защиты.

Максимальное допустимое сопротивление жилы кабеля составляет 200 Ом. Для стандартных кабелей, предназначенных для целей защиты с диаметром жилы 1.4 мм (11.9 Ом/км), это соответствует расстоянию 16.8 км.

Необходимо отметить, что нагрузка 7SD503 при большой длине жилы кабеля становится очень большой. В случае однофазного повреждения фазы L1 (учитывая, что максимальная чувствительность достигается при почти в 3 раза большем токе, протекающем по жиле) базовая нагрузка составляет 3.1 ВА. При этом необходимо добавить 9 ВА на 100 Ом жилы! Поэтому эта защита практически не применяется при длинах линии более 10 км, если нет проводного канала связи с большим поперечным сечением.

Время отключения 7SD503 равно приблизительно одному периоду промышленной частоты (20-25 мс) при больших токах повреждения ($> 4 \cdot I_N$), которые почти всегда возникают на коротких кабельных линиях.

Характеристика отключения состоит из трех ступеней, аналогично дифференциальной защите трансформатора. Базовый порог срабатывания $I_{\text{дифф}} >$ тем не менее задается несколько выше номинального тока; таким образом повреждения проводного канала связи не приведут к ложному срабатыванию.

В дополнение к этому устройство защиты имеет локальную уставку по току $I >$, которая должна быть привышена для разрешения подачи команды отключения. Это применяется в тех случаях, когда защита должна отключать только тот конец линии, где имеется источник КЗ, т.е. тот конец линии, где протекает ток.

Для применения на блоке трансформатор-линия в защиту включается функция блокировки при бросках тока. Эта функция работает согласно принципам, применяющимся в дифференциальной защите трансформатора, и предотвращает срабатывание защиты при включении линии с подключенным к ней трансформатором.

Дифференциальная защита трехконцевой линии

Устройство защита также можно использовать для защиты трехконцевой линии. В этом случае на каждом конце линии необходимо использовать два устройства, при этом отходящая жила каждого проводного канала связи проходит через соответствующее второе устройство защиты на каждом конце линии (рисунок 9-2).

Таким образом, ток от каждого из трех концов линии доступен в каждом из устройств для цифровых вычислений тока торможения и дифференциального тока.

$$I_{\text{Res}} = |I_1| + |I_2| + |I_3| \quad \text{und} \quad I_{\text{Op}} = |I_1 + I_2 + I_3|$$

Сигналы отключения от двух устройств на каждом из концов линии выдаются параллельно.

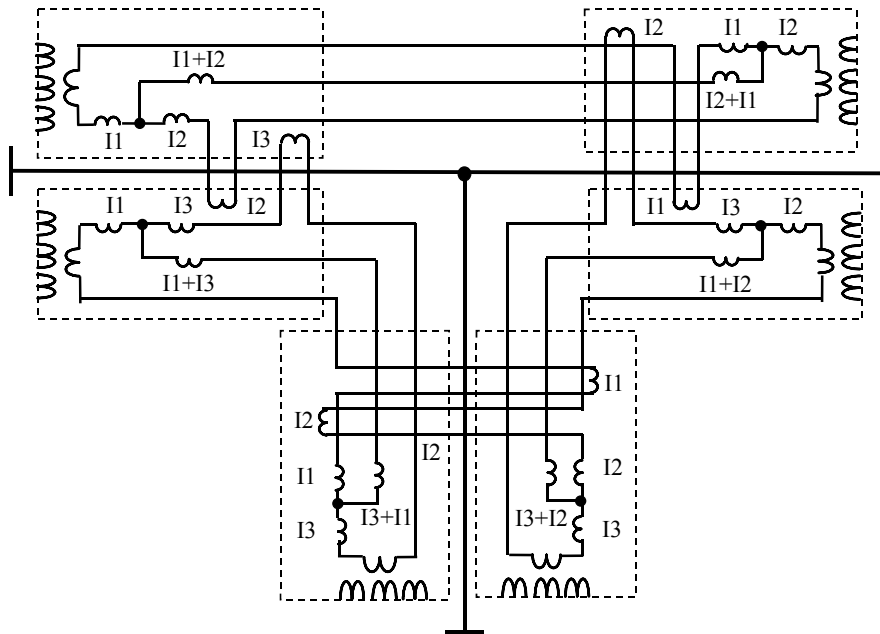


Рисунок 9-2: Защита трехконцевой линии с помощью дифференциальной защиты с трехжильным проводным каналом связи

Контроль исправности проводного канала связи

Повреждения проводов канала связи происходят время от времени из-за земляных работ. Поэтому особенно рекомендуется мониторинг длинных проводных каналов связи. В случае обрыва дифференциальной жилы (центральной жилы) защита не сможет выполнить отключение при внутренних повреждениях. Обрыв внешних жил может привести к отключению от защиты при внешних повреждениях, так как токовая цепь образуется дифференциальной жилой.

Функция контроля состоит из передатчика (ПРД) и приемника (ПРМ), подключается через емкость к проводному каналу связи и использует наведенный ток 10 мА, 2000 Гц для контроля токовой петли (рисунок 9-3). Сигнал функции контроля кодируется с помощью импульсно-кодовой модуляции. Обе стороны объединены по принципу ведущий/ведомый и передают информацию поочередно.

Если, например, повреждена нижняя жила, то правая сторона (станция 2) больше не получает сигнала и таким образом выявляет повреждение. Затем функция мониторинга останавливает передатчик на станции 2, и таким образом станция 1 также более не получает сигнала, выявляя повреждение.

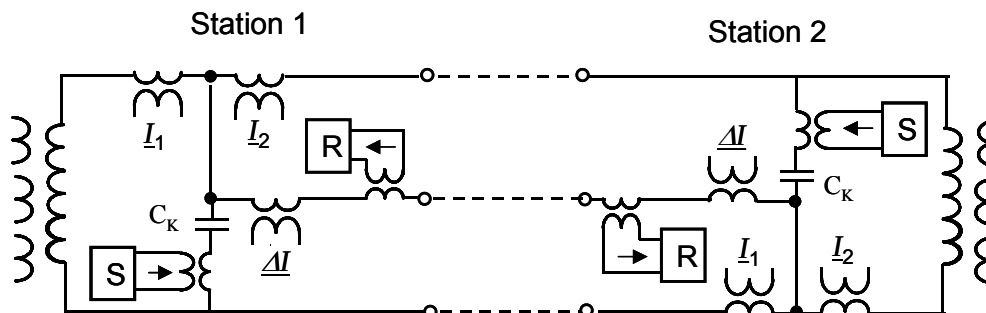


Рисунок 9-3: Контроль исправности трехжильного проводного канала связи дифференциальной защиты

Функция контроля работает не достаточно быстро, чтобы предотвратить отключение в таком случае.

Поэтому уставка срабатывания дифференциальной защиты обычно задается выше нагрузочного тока.

При срабатывании функции контроля в режиме нормальной работы, функция дифференциальной защиты блокируется, и защита автоматически переходит в режим работы аварийной МТЗ, если она введена. Поскольку максимальная токовая защита не обладает абсолютной селективностью, то повреждение проводного канала связи следует устранить как можно быстрее.

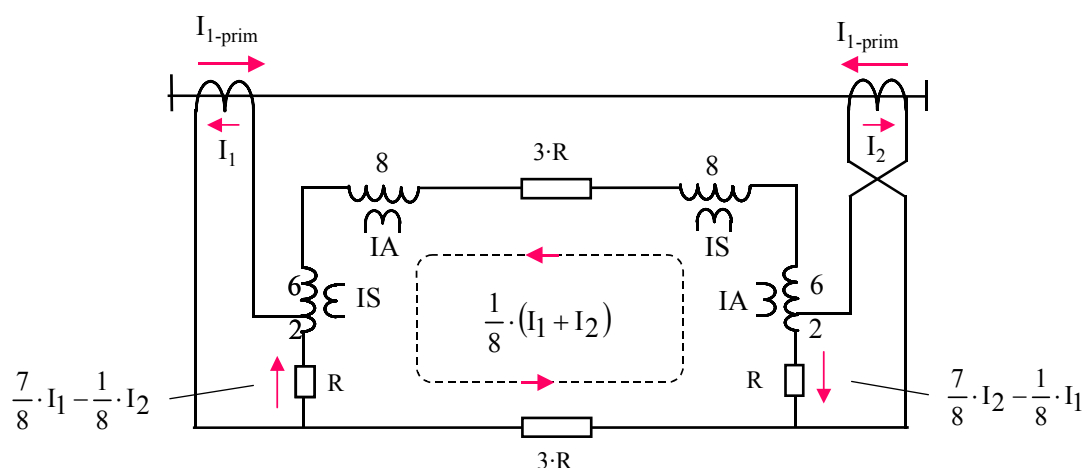
Требования к трансформаторам тока.

Для отключения без выдержки времени при внутренних повреждениях необходима работа ТТ без насыщения в течение первых 5 мс. Для надежной и устойчивой работы при внешних повреждениях рабочие кратности токов для обоих концов линии должны быть симметричными и лежать в диапазоне $3/4 \leq ALF_1' / ALF_2' \leq 4/3$. Следовательно, ТТ не должны насыщаться в случае протекания максимального сквозного тока, который рассматривается как чисто периодическая составляющая (коэффициент превышения $K_{TF} \geq 1$).

9.2 Дифференциальная защита с двухжильным проводным каналом связи (витая пара)

Эта версия дифференциальной защиты линии предназначена для применения с витой парой (телефонный провод). С помощью устройств 7SD502 и 7SD600 реализуется принцип сравнения напряжений, при котором в нагрузочном режиме или при внешних повреждениях через провода канала связи не протекает ток. При внутренних повреждениях через петлю канала связи протекает дифференциальный ток. В традиционных устройствах это постоянная величина 4 мА при I_N и при двухсторонней подпитке. В случае цифровых устройств ток в проводе канала связи максимальное значение тока в жиле равно $4 \text{ мА}/I_N$ и уменьшается при увеличении длины провода канала связи.

Режим работы защиты, использующей принцип сравнения напряжений, наилучшим образом объясняется на примере традиционной защиты (7SD92), как показано на рисунке 9-4.



$$I_{Op} = 8 \cdot \left[\frac{1}{8} (I_1 + I_2) \right] = I_1 + I_2$$

$$I_{Res} = 2 \cdot \left[\frac{7}{8} I_1 - \frac{1}{8} I_2 \right] - 6 \cdot \left[\frac{1}{8} (I_1 + I_2) \right] = I_1 - I_2$$

Для выполнения не показан суммирующий ТТ. Предполагается, что ТТ подпитываются от разных источников. Рисунок 9-4: Дифференциальная защита с проводным каналом связи в виде обычной витой пары

(16 мА для реле 7SD92). Отношение активного сопротивления жилы к активному сопротивлению шунта постоянно и равно 3. Это достигается заданием соответствующего параметра активного сопротивления шунта в устройстве защиты. Для расчета распределения токов в цепи активных сопротивлений используется метод контурных токов. Следовательно, распределение токов от ТТ с левой и правой стороны рассматривается отдельно, а затем оба этих тока складываются. ТТ рассматривается как источник тока, таким образом его внутреннее сопротивление можно принять равным бесконечности. Следовательно, подключение ТТ можно рассматривать как разрыв в цепи, если через ТТ не протекает первичный ток.

На каждом конце только $1/8$ тока, протекающего через ТТ (16 мА) попадает в жилы проводного канала связи (4 мА). И $7/8$ протекает через шунтирующее сопротивление.

Суммирование токов по обоим концам приводит к распределению токов, показанному на рисунке.

Сигнал торможения I_S и сигнал отключения (дифференциальная величина) I_D получают с помощью двух небольших промежуточных ТТ с отношением количества витков.

Формулы на рисунке 9-4 показывают результат. Таким образом, снова необходимо отметить, что ток, втекающий в линию, рассматривается как положительное направление. Поэтому знак тока меняется, когда через линию протекает сквозной ток (при внешнем повреждении), таким образом, получается разность между I_{Op} и тока суммы I_{Res} .

Дифференциальная защита 7SD502 с цифровым проводным каналом связи (витая пара)

При использовании цифровых технологий не требуется фиксированного отношения активных сопротивлений жилы и шунта, так как настройка сопротивления происходит в устройстве, если это необходимо.

Задается фиксированное сопротивление шунта $R_b = 200$ Ом. Петля сопротивлений кабеля канала связи R_x задается параметром. Распределение токов вычисляется цифровыми методами. В данном случае необходимо отметить, что для каждого устройства между устройством и проводом канала связи последовательно подключено сопротивление $R_a = 800$ Ом таким образом, что общее сопротивление петли составляет $2 \cdot R_a + R_x$.

Примечание:

При применении ограничивающих трансформаторов к сопротивлению петли к R_x необходимо добавить дополнительное сопротивление 60 Ом для каждого трансформатора (7XR95).

Для мониторинга проводного канала связи, если это используется в устройстве, также необходимо добавить сопротивление 80 Ом.

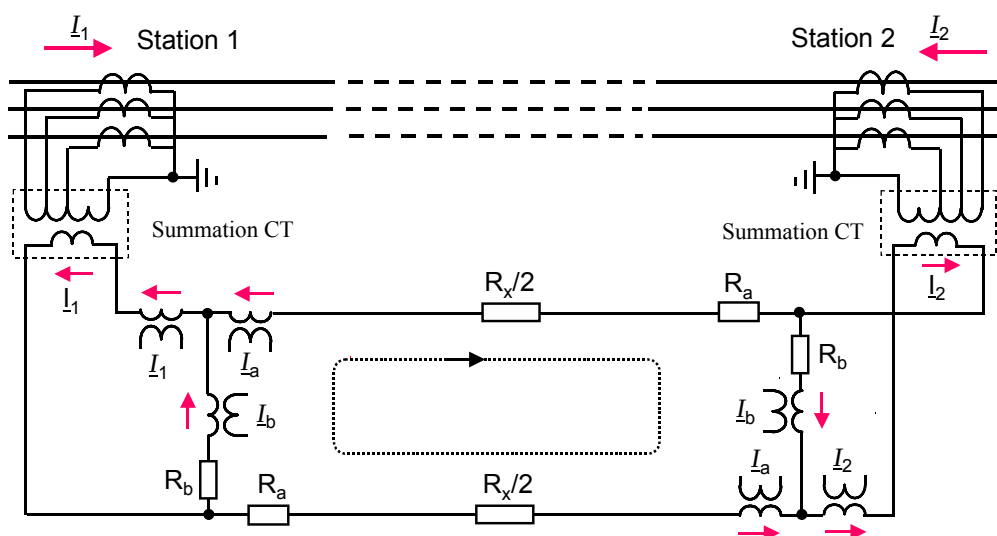


Рисунок 9-5: Схема замещения цифрового проводного канала связи (витая пара) дифференциальной защиты

Соответствующая схема замещения для 7SD502 показана на рисунке 9-5.

Для контура, показанного пунктирной линией, получаем следующее выражение:

$$(I_1 - I_a) \cdot R_b - I_a \cdot (R_x/2 + R_a) + (I_2 - I_a) \cdot R_b - I_a \cdot (R_x/2 + R_a) = 0 \quad (9-1)$$

Введем следующее обозначение:

$$R_b = R \quad \text{и} \quad x = \frac{R_x/2 + R_a}{R} \quad (9-2)$$

В результате получаем:

$$I_1 + I_2 = 2 \cdot (1 + x) \cdot I_a \quad (9-3)$$

С левой стороны токи I_1 и I_a получают непосредственным измерением.

Неизвестную величину I_2 можно вычислить с применением выражения для контура (9-1):

$$I_2 = (I_1 + I_2) - I_1 = 2 \cdot (1 + x) \cdot I_a - I_1 \quad (9-4)$$

Поэтому устройство слева имеет все величины, которые необходимы ему для вычисления тока торможения и дифференциального тока:

$$I_{Op-1} = |I_1 + I_2| = |2 \cdot (1 + x) \cdot I_a| \quad (9-5)$$

$$I_{Res-1} = |I_1 - I_2| = |I_1 - 2 \cdot (1 + x) \cdot I_a + I_1| \quad (9-6)$$

На станции 2 значения I_2 и I_a измеряются, а значение I_1 необходимо рассчитать.

Применяем аналогичные выражения:

$$I_{Op-2} = |I_2 + I_1| = |2 \cdot (1 + x) \cdot I_a| \quad (9-7)$$

$$I_{Res-2} = |I_2 - I_1| = |I_2 - 2 \cdot (1 + x) \cdot I_a + I_2| \quad (9-8)$$

Привычная характеристика отключения с двумя наклонами также применима и в нашем случае. Базовый порог срабатывания $I_{дифф} >$ задается выше нагрузочного тока.

Указанные выше выражения также можно использовать для расчета токов и напряжений в проводных каналах связи. Из выражения (9-5) получаем ток в кабеле канала связи:

Ток в жилах проводного канала связи:
$$I_a = \frac{I_1 + I_2}{2 \cdot (1 + x)} \quad (9-9)$$

Ток в шунтирующем сопротивлении на станции 1:
$$I_{b1} = I_1 - I_a \quad (9-10)$$

Ток в шунтирующем сопротивлении на станции 2:
$$I_{b2} = I_2 - I_a \quad (9-11)$$

Следовательно, напряжения на шунтах в петле проводного канала связи на станциях 1 и 2 равны:

$$\underline{U}_{x1} = R_b \cdot I_b - R_a \cdot I_a \quad \text{and} \quad \underline{U}_{x2} = R_b \cdot I_b - R_a \cdot I_a$$

Пример 9-1: Ток и напряжение в проводах канала связи при внутреннем КЗ L2-L3 с подпиткой с двух сторон

Дано

$$I_{F1} = 10 \cdot I_H \text{ и } I_{F2} = 5 \cdot I_H$$

Параметры провода канала связи: 15 км, $R_X' = 73.2 \text{ Ом/км}$

Решение:

Сопротивление петли: $R_X = 15 \cdot 73.2 = 1098 \text{ Ом}$

Используя выражение (9-2) получим

$$x = (1098 / 2 + 800) / 200 = 6.745$$

При номинальном трехфазном токе через суммирующий ТТ будет протекать ток 20 мА.

При двух фазных номинальных токах ток будет больше с коэффициентом 1.15 (см. главу 3.3.2, таблицу 3-1)

Токи суммирующих ТТ на станции 1 и 2 равны:

$$I_1 = 10 \cdot 20 \cdot 1.15 = 230 \text{ мА} \quad \text{and} \quad I_2 = 5 \cdot 20 \cdot 1.15 = 115 \text{ мА}$$

С учетом выражения (9-9) получаем ток в проводах канала связи:

$$I_a = \frac{230 \text{ мА} + 115 \text{ мА}}{2(1 + 6.745)} = 22.27 \text{ мА}$$

Ток в шунте на станции 1 равен:

$$I_{b1} = 230 - 22.27 = 207.73$$

Напряжение на шунте в проводах канала связи станции 1 равно:

$$\underline{U}_{x1} = 207.73 \text{ мА} \cdot 200 \Omega - 22.27 \text{ мА} \cdot 800 \Omega = 23.7 \text{ В}$$

На станции 2 получаем следующие результаты:

$$I_{x2} = 115 - 22.27 = 92.73$$

$$\underline{U}_{x2} = 92.73 \text{ мА} \cdot 200 \Omega - 22.27 \text{ мА} \cdot 800 \Omega = 0.7 \text{ В}$$

Распределение напряжений показано графически на рисунке 9-6.

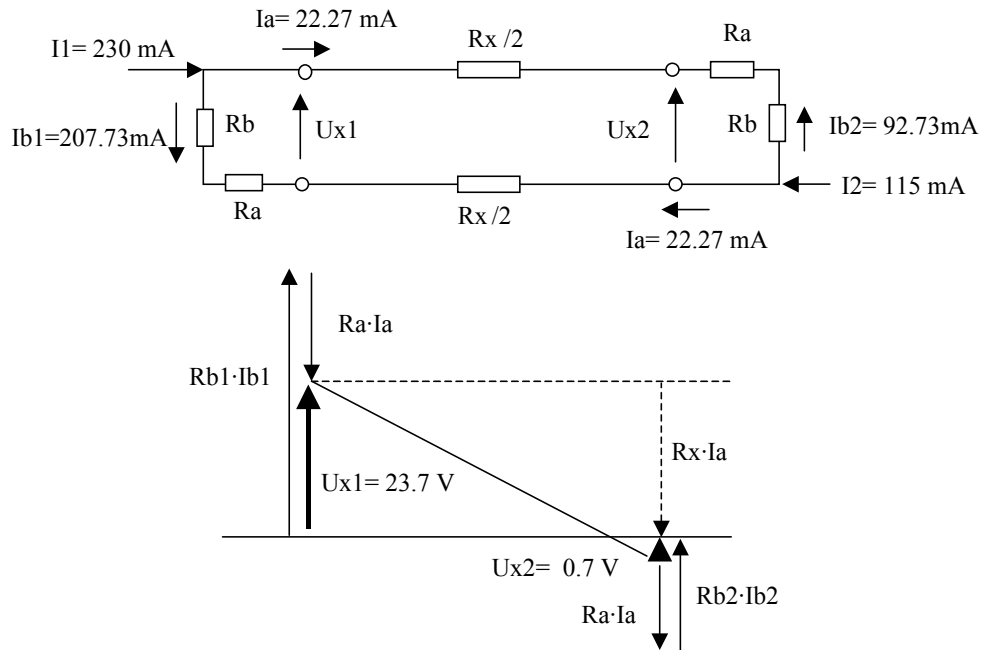


Рисунок 9-6: Дифференциальная защита с двухжильным проводным каналом связи, пример 9-1.

Защита спроектирована таким образом, чтобы при токах приблизительно равных $40 I_N$ напряжение на шунте не превышало приблизительно 400 В. Выше этого уровня напряжение на суммирующем ТТ ограничивается варистором. В случае внешнего повреждения по жилам канала связи ток не протекает (пренебрегаем емкостью провода канала связи). Следовательно, полный суммарный ток протекает через R_b , а напряжение на шунте равно $U_b = I_b \cdot R_b$. При трехфазном номинальном токе, протекающем по линии, получаем следующее значение: $U_b = 20 \text{ mA} \cdot 200 \text{ Ом} = 4 \text{ В}$.

Следовательно, для тока внешнего трехфазного повреждения $I_F = 20$ раз больше I_N , протекающего по линии, напряжение на шунтирующем резисторе будет равно 80 В. С другой стороны, ток при однофазном повреждении фазы L1 будет приводить к появлению суммарного тока, большего с коэффициентом 2.89, и тогда напряжение на шунте будет равно 231 В.

Допустимое напряжение помех

Устройство 7SD502 имеет изоляцию от напряжения 2 кВ. Максимальное допустимое продольное напряжение (напряжение помехи общего вида обоих проводов канала связи по отношению к земле) составляет 60% от номинальной изоляции, т.е. 1.2 кВ. Если есть возможность появления большего продольного напряжения, то необходимо использовать ограничивающие трансформаторы с большей изоляционной стойкостью (см. главу 6.1.1).

Устройство 7SD600 имеет внешний суммирующий ТТ, который может иметь большую изоляционную стойкость.

Наведенное продольное напряжение (между обеими жилами и землей) также может вызвать появление напряжения на шунте (между жилами проводного канала связи) из-за несимметрии жил (см. главу 6.1.1). Ток, циркулирующий по жилам канала связи и подключенным устройствам, появляется из-за этого напряжения:

$$I_{\text{Interf.}} = \frac{U_{Q-\text{Interf.}}}{2 \cdot R_a + 2 \cdot R_b + R_x} = \frac{U_{Q-\text{Interf.}}}{2(1+x) \cdot R_b} \quad (9-12)$$

Этот ток помехи действует как дифференциальный ток, и когда он превышает порог срабатывания защиты ($I_{\text{Дифф}} > I_N$), устройство защиты может сработать:

$$I_{\text{Interf.}} > I_{a-\text{trip}} = \frac{(I_1 + I_2)_{\text{trip}}}{2 \cdot (1+x)} = \frac{(I_{\text{DIFF}} > I_N) \cdot 20\text{mA}}{2 \cdot (1+x)}$$

Поэтому допустимое напряжение помехи равно:

$$U_{Q-\text{Interf.}} = I_{Q-\text{Interf.}} \cdot 2(1+x) \cdot R_b < R_b \cdot (I_{\text{DIFF}}/I_N) \cdot 20\text{mA} = (I_{\text{DIFF}}/I_N) \cdot 200\Omega \cdot 20\text{mA}$$

В результате получаем следующее простое выражение:

$$U_{Q-\text{Interf.}} < (I_{\text{DIFF}}/I_N) \cdot 4 \text{ V} \quad (9-13)$$

Кабели проводного канала связи для целей защиты (см. главу 6.1.1, таблица 6-1) имеют несимметричный коэффициент $<10^{-4}$ на частоте 50 Гц. Поэтому продольное напряжение величиной 10 кВ приведет к появлению на шунте только напряжения 1 В. Следовательно, использование этих специальных кабелей для целей защиты существенно увеличивает стойкость к помехам. Для кабелей других типов рекомендуется оценивать уровень помех и проверять стойкость к помехам согласно главе 6.1.1.

Защита трехконцевой линии

При таком применении, аналогично дифференциальной защиты с трехпроводным каналом связи, необходимо устанавливать на каждом конце линии по два устройства защиты для реализации перекрещивания контуров проводов канала связи с соответствующими устройствами на каждом конце линии (рисунок 9-7).

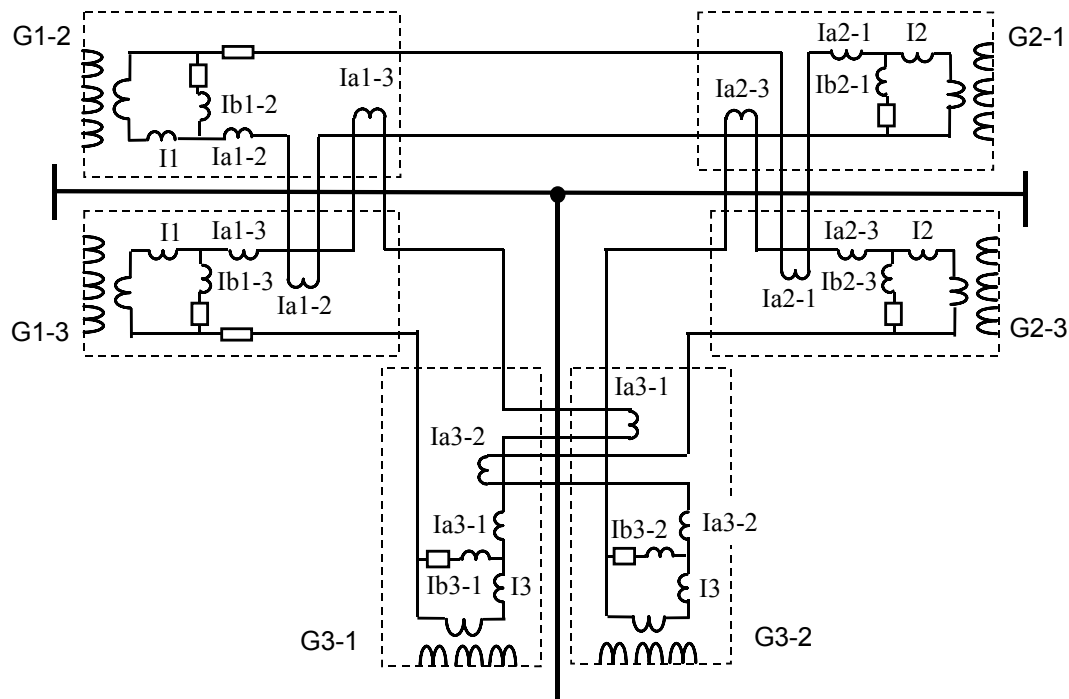


Рисунок 9-7: Дифференциальная защита трехконцевой линии с проводным каналом связи (витая пара)

Режим работы описывается на примере устройства G 1-2.

Для расчета тока торможения и дифференциального тока необходимы токи $\underline{I}_1$, $\underline{I}_2$ и $\underline{I}_3$ по концам линии.

Значения $\underline{I}_1$ и $\underline{I}_{a1-2}$ получают измерением. Ток $\underline{I}_2$ вычисляется по следующему выражению тем же образом, как и для дифференциальной защиты двухконцевой линии:

$$\underline{I}_2 = 2 \cdot (1 + x_{1-2}) \cdot \underline{I}_{a1-2} - \underline{I}_1 \quad \text{with} \quad x_{1-2} = \frac{R_{X_{1-2}}/2 + R_a}{R_b}$$

Для тока $\underline{I}_{a1-3}$ в жиле канала связи, который втекает в контур и измеряется дополнительно, также можно рассчитать ток $\underline{I}_3$. Однако в этом случае для связи концов 1 – 3 необходимо использовать величину x_{1-3} :

$$\underline{I}_3 = 2 \cdot (1 + x_{1-3}) \cdot \underline{I}_{a1-3} - \underline{I}_1 \quad \text{with} \quad x_{1-3} = \frac{R_{X_{1-3}}/2 + R_a}{R_b}$$

Для этого расчета необходимо дополнительно ввести значения сопротивления петли кабеля канала связи (и емкость жилы) соединения 1 - 3

Ток торможения и дифференциальный ток для цифровой защиты получаем обычным путем:

$$I_{Res} = |\underline{I}_1| + |\underline{I}_2| + |\underline{I}_3| \quad \text{und} \quad I_{Op} = |\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3|$$

Компенсация емкости проводного канала связи

В случае использования телефонных кабелей для емкостного шунтирующего сопротивления необходимо придерживаться значения 60 нФ/км. On telephone cables, a shunt capacitance of must be reckoned with. В соответствии с приложенным на шунт напряжением через провода канала связи будет протекать емкостной ток. Это не учитывается в приведенных выше схемах замещения и, следовательно, приводит к погрешности измерения. При внешних повреждениях это может привести к излишнему срабатыванию (рисунок 9-8).

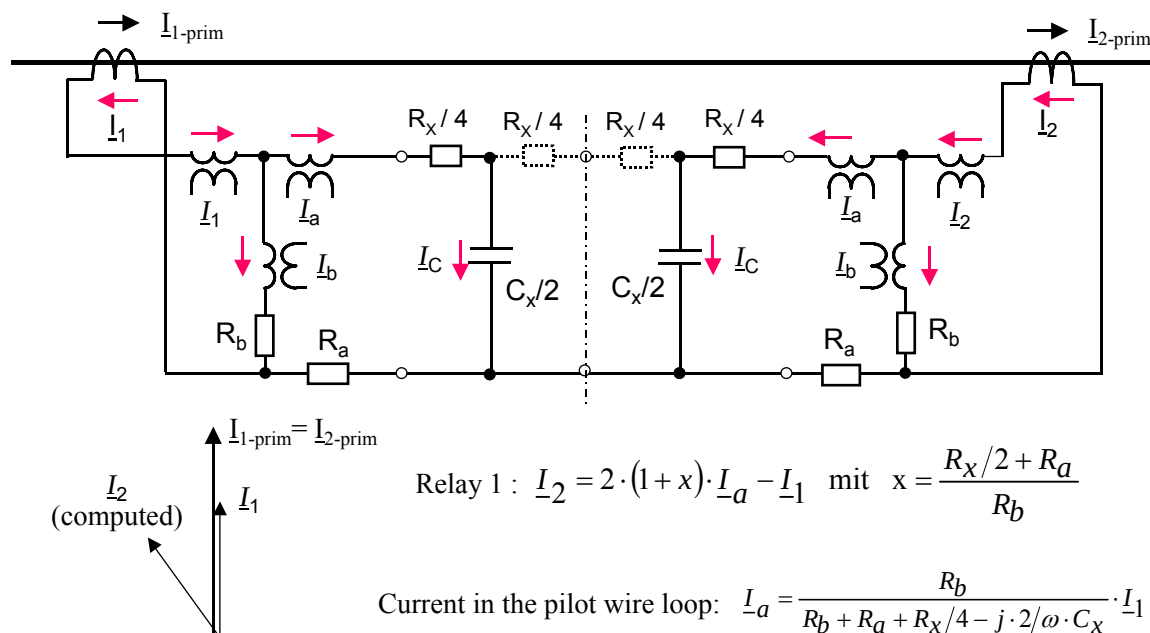


Рисунок 9-8: Влияние емкости жилы на измерение

При внешних повреждениях напряжение на шунте для обоих концов имеет одну и ту же амплитуду, но противоположную полярность. Следовательно, по прово-

дам канала связи активная составляющая тока не протекает. Емкостной ток, возникающий на обоих концах, вызывает фазовый сдвиг рассчитываемого для удаленного конца тока.

На рисунке 9-8 кабель канала связи представлен как П-образный четырехполюсник, который является точной моделью при номинальной частоте (50 Гц). Поскольку цепь симметрична, и в центральной точке не протекает ток, то левую и правую стороны схемы можно рассматривать по отдельности. Для тока I_a , который равен току I_C , протекающему через половину емкости жилы, можно получить следующее выражение:

$$I_a = I_C = \frac{R_b}{R_b + R_a + R_x/4 - j2/\omega C_x} \cdot I_1 \quad (9-14)$$

Ток I_a в точности соответствует дифференциальному току устройства защиты. Следовательно, можно оценить его влияние на стабильность работы при внешних повреждениях.

Для левой стороны схемы применимо следующее:

$$I_A = I_1 + I_2 = 2 \cdot (1 + x) \cdot I_a = 2 \cdot (1 + x) \cdot \frac{R_b}{R_b + R_a + R_x/4 - j2/\omega C_x} \cdot I_1 \quad (9-15)$$

Аналогичное выражение имеет место и для правой стороны схемы.

Пример 9-2: Влияние емкости проводного канала связи на точность измерения

Дано: Провод канала связи 20 км, $R_x' = 73.2$ Ом/км, $C_x' = 60$ нФ/км

Вопрос: Возможна ли стабильная работа дифференциальной защиты без емкостной компенсации?

Решение: Сопротивление контура провода канала связи $R_x = 20 \cdot 73.2 = 1464$ Ом
Емкость жилы равна: $C_x = 60$ нФ/км $\cdot 20$ км = 1200 нФ = $1.2 \cdot 10^{-6}$ Ф
С учетом (9-2) получаем следующее:

$$x = \frac{1464/2 + 800}{200} = 7.66$$

Дифференциальный ток с учетом (9-15):

$$I_{Op} = 2 \cdot (1 + 7.66) \cdot \frac{200}{200 + 800 + 1464/4 - j2/(314 \cdot 1.2 \cdot 10^{-6})} \cdot I_1 = (0.158 + j0.612) \cdot I_1$$

$$|I_{Op}| = 0.632 \cdot I_1$$

Ток I_2 вычисляется следующим образом:

$$I_2 = I_{Op} - I_1 = (0.158 + j0.612) \cdot I_1 - I_1 = (-0.842 + j0.612) \cdot I_1$$

$$|I_2| = 1.04 \cdot I_1$$

Следовательно, $I_{Res} = |I_1| + |I_2| = 2.04 \cdot I_1$

$$k = \frac{I_{Op}}{I_{Res}} = \frac{0.632 \cdot I_1}{2.04 \cdot I_1} = 0.31$$

Стабильность работы при внешних повреждениях может обеспечиваться только в том случае, если первый наклон характеристики срабатывания значительно больше 0.31, например, 0.5. Однако, это приведет к потере чувствительности. Для этого примера рекомендуется компенсация емкости проводного канала связи.

На примере показано, что при использовании длинных проводов канала связи требуется емкостная компенсация.

Влияние емкости жилы наилучшим образом иллюстрируется векторной диаграммой в полярной системе координат (рисунок 9-9).

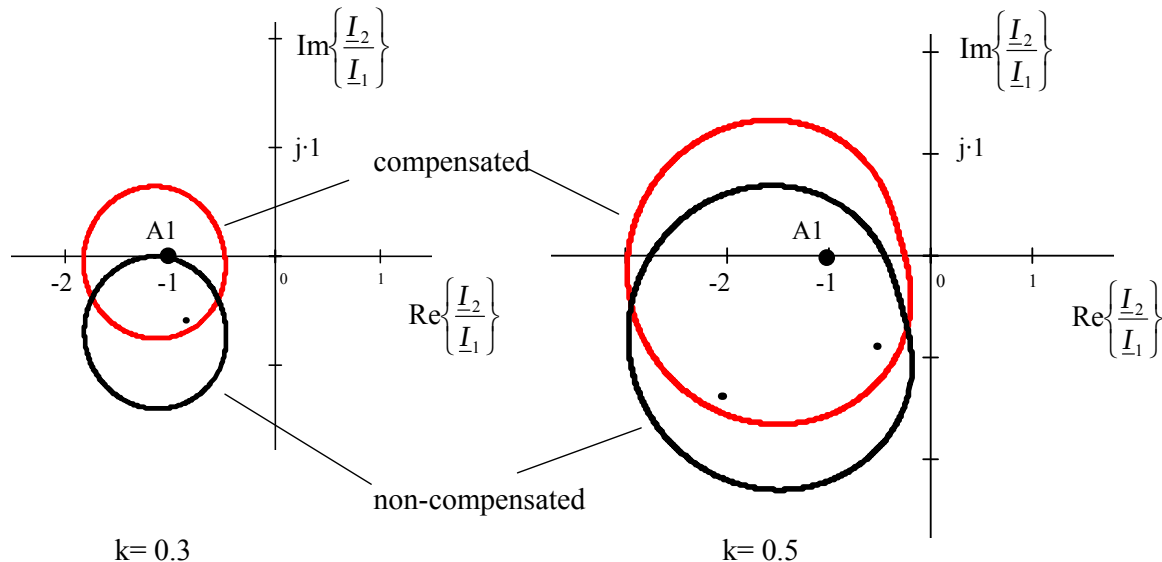


Рисунок 9-9: Влияние емкости жилы канала связи, и ее компенсация показаны в полярной системе координат

Площадь внутри сплошной окружности отображает диапазон, в котором работа защиты при обнаружении внешних повреждений остается стабильной. Область вне окружности отображает диапазон, в котором защита отключает. (Считается, что надежно превышен базовый порог срабатывания I_{op} , который означает обнаружение токов, больших номинального). Рабочая точка A1 для сквозных нагрузочных токов и токов КЗ расположена в точке $\underline{I}_2 / \underline{I}_1 = -1$ по оси реальных значений. Без компенсации емкости проводов канала связи (это используется на коротких линиях) характеристика также располагается симметрично относительно оси реальных значений (показано пунктирными линиями) и включает рабочую точку A1 с большим запасом надежности. Поэтому допускаются большие погрешности измерений, которые не приводят к неправильным действиям защиты. Под влиянием емкости провода канала связи (в этом примере 1.2 мкФ при длине провода 20 км) характеристика сдвигается вниз в четвертый квадрант. Поэтому при малых значениях компенсации $k=0.3$ рабочая точка A1 немного снаружи характеристики; таким образом, защита выдает команду отключения. При большей компенсации $k=0.5$ работа защиты остается стабильной. Запас надежности, однако, уменьшается, и несимметричное насыщение ТТ может легко привести к неправильной работе защиты. Компенсация емкости проводов каналов связи, описываемая ниже, возвращает характеристику обратно практически в идеальное положение, как показано на рисунке 9-9. Компенсацию следует использовать при длине проводов канала связи больше приблизительно 5 км; другими словами, при емкости проводов больше приблизительно 0.3 мкФ, потому что при таких условиях дифференциальный ток превышает сквозной ток примерно на 10%. В цифровых устройствах эта функция

применяется как стандартная так как ее использование в этом случае не влечет за собой увеличение стоимости, потому что компенсация выполняется простыми вычислениями. Для этой цели емкостной ток вычисляется согласно выражению (9-14) и вычитается из измеряемого тока в проводе канала связи I_a ; это означает, что этот ток вычитается из дифференциального тока.

Емкость провода канала связи C_x необходимо задать как параметр. Этот параметр можно получить данных кабеля (при использовании функции контроля провода канала связи необходимо к емкостям провода прибавить 200 нФ). Значение C_x , которое необходимо задать, также можно непосредственно измерить при вводе устройства защиты в эксплуатацию.

Для этой цели провода канала связи размыкаются на одном конце, в то время как с другого конца подается испытательный ток. Из приложенного напряжения U_b и емкостного тока, протекающего в проводах канала связи, $I_a = I_c$, можно непосредственно с помощью устройства защиты рассчитать значение емкости (рисунок 9-10).

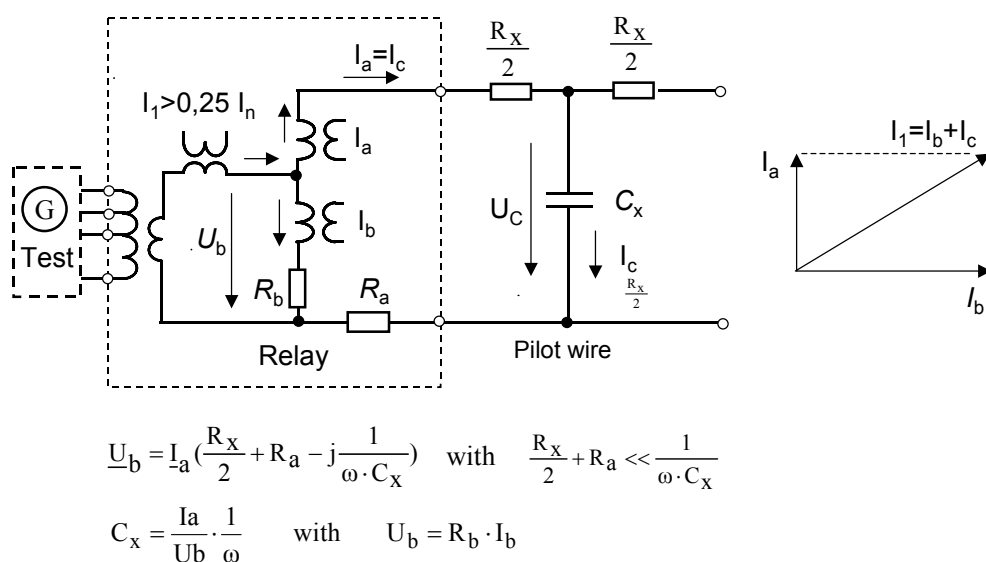


Рисунок 9-10: Измерение емкости провода канала связи

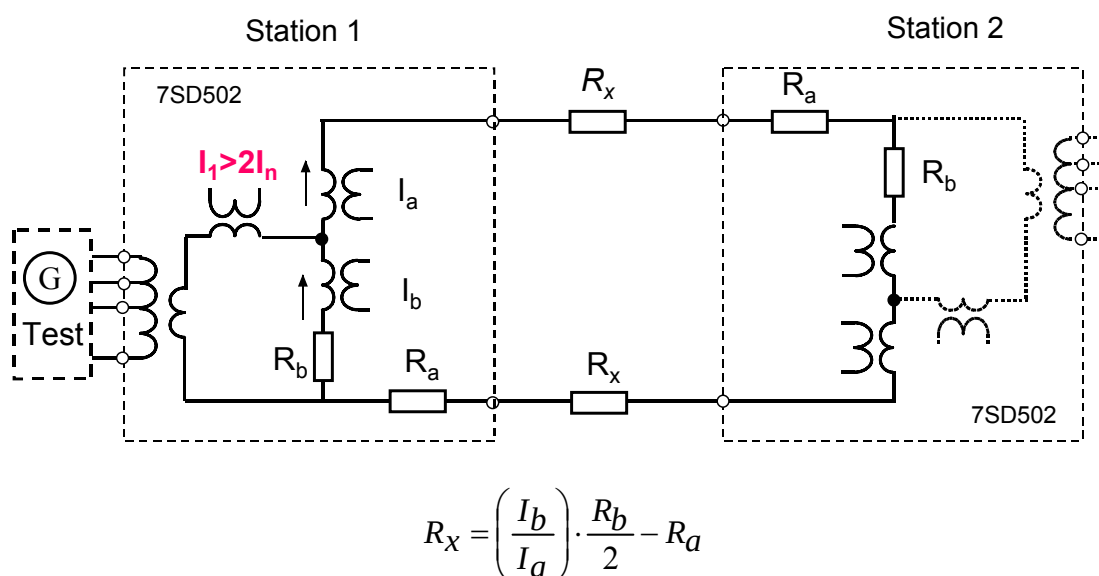


Рисунок 9-11: Измерение сопротивления проводов канала связи

Сопротивление провода канала связи можно измерить тем же образом. Для этой цели необходимо активировать функцию компенсации емкости.

Измерения проводятся при замкнутой петле провода канала связи, при этом с одного конца подводится испытательный ток (рисунок 9-11). Защита вычисляет значение активного сопротивления согласно приведенному выражению.

Вопросы по применению

Дифференциальную защиту с двухжильным проводным каналом связи можно использовать при длине кабелей канала связи до приблизительно 25 км. Конфигурацию подключения проводов канала связи следует выполнять согласно главе 6.1.1. Измерение токов ТТ включает требование, при котором рабочие коэффициенты предельной кратности по обоим концам линии поддерживаются симметричным в диапазоне $3/4 \leq ALF_1' / ALF_2' \leq 4/3$. Кроме того, ТТ не должны насыщаться при протекании через них сквозного максимального тока повреждения; при этом протекающий ток считается содержащим только апериодическую составляющую (коэффициент превышения $K_{TF} \geq 1$).

Для обеспечения быстрого отключения при внутренних повреждениях с очень большими токами КЗ, время до наступления насыщения ТТ должно составлять как минимум 5 мс. Если номинальный ток ТТ и номинальный ток линии сильно отличаются, можно задать адаптацию вычислений.

Дифференциальная защита 7SD600 с двухжильным проводным каналом связи



Рисунок 9-12: Реле 7SD600 с суммирующим ТТ

Это устройство является бюджетным вариантом дифференциальной защиты с двухжильным проводным каналом связи, которая использует тот же принцип измерения, что и в устройстве 7SD502. Главным образом, эта защита предназначена для защиты кабелей в распределительных сетях, в основном, за границей, где защита с использованием проводных каналов связи является установившейся практикой.

Суммирующий ТТ в этом устройстве реализован внешне (рисунок

9-12). Максимальная длина проводов канала связи (телефонные кабели) ограничено приблизительно 12 км (сопротивление петли 1200 Ом).

9.3 Дифференциальная защита линии с цифровой передачей данных

Доступны версии устройства 7SD61 (для двухконцевых линий) и 7SD52 для линий с числом концов до 6 [9-4 и 9-5].

Эти устройства защиты используют комбинацию микропроцессорных технологий и современных средств передачи данных оптимальным способом:

- Цифровая дифференциальная защита с обработкой векторов (пофазные измерения).
- Быстрый синхронный обмен данными со скоростью от 64 до 512 кБит/с.

- Работа через отдельные оптоволоконные каналы со следующими вариантами:

Встроенный оптический модуль	Разъем	Оптоволокно	Длина волны	Допустимое затухание сигнала	Максимальное расстояние
FO5	ST	Многомодовое 62,5/125 мкм	820 нм	8 dB	1.5 км
FO6	ST	Многомодовое 62,5/125 мкм	820 нм	16 dB	3.5 км
FO7	ST	Одномодовое 9/125 мкм	1300 нм	7 dB	10 км
FO8	FC	Одномодовое 9/125 мкм	1300 нм	18 dB	35 км

- Работа через цифровые сети передачи данных (X.21 или G703.1) со встроенной компенсацией задержки передачи данных по каналу связи (опционально – с GPS-синхронизацией).
- Работа через сети ISDN или с проводными каналами связи при использовании специальных конвертеров.
- Совместимая с Internet удаленная или локальная работа с устройством с помощью стандартного браузера

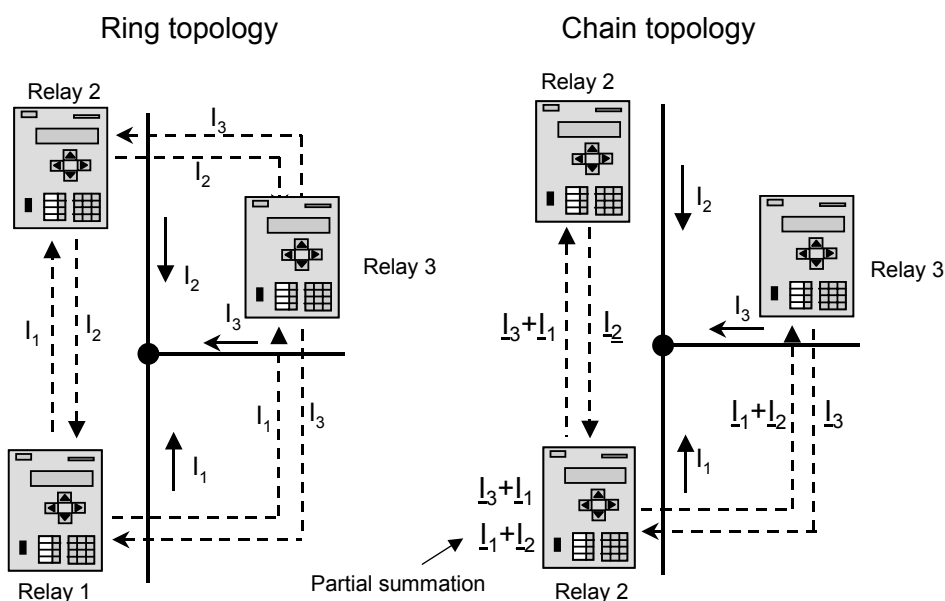


Рисунок 9-13: Варианты топологии для устройства 7SD52

Устройство защиты 7SD52 в случае трехконцевых линий можно конфигурировать для работы с топологией сети обмена данными "кольцо" или "цепь" (рисунок 9.13).

Кольцевая топология имеет основное преимущество, которое заключается в резервировании соединения. Это означает, что в случае потери канала передачи данных возможно автоматическое переключение в режим работы с топологией "цепь", и таким образом, достигается полное сохранение защиты своей

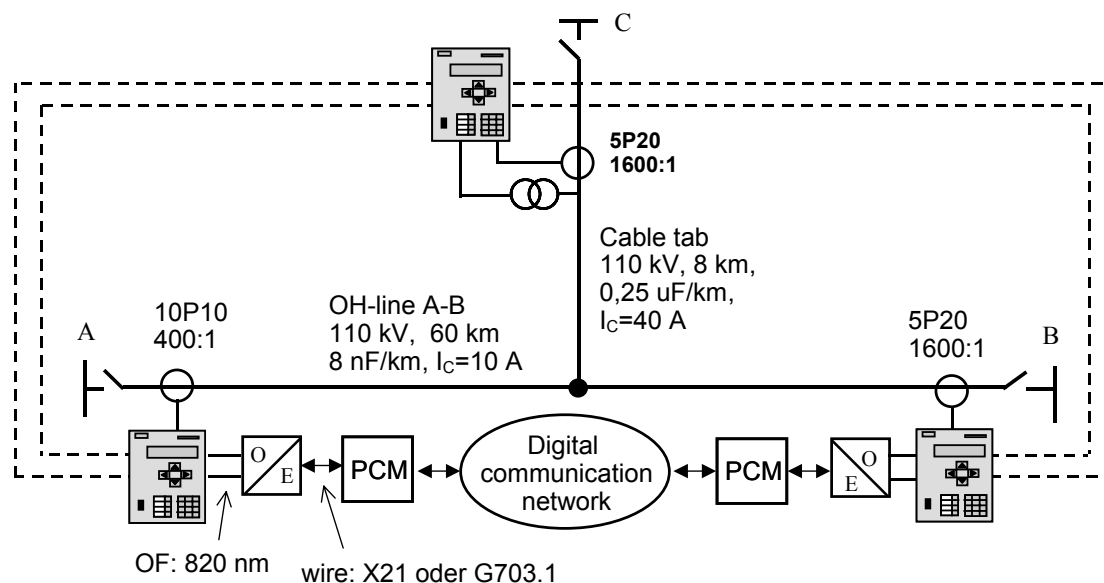


Рисунок 9-14: Пример применения смешанного канала передачи данных функциональности.

В цепной топологии токи частично суммируются, и эти частичные суммы передаются в следующее ближайшее устройство.

Обмен данными внутри системы защиты также может производиться через различные типы каналов обмена данными. На рисунке 9-14 показан пример применения с двумя выделенными волоконно-оптическими каналами связи и одним каналом через сеть передачи данных.

В защищаемый объект (линия с числом концов до 6) также может входить трансформатор. Функция учета коэффициента трансформации и группы соединения обмоток трансформатора, а также функция блокировки при бросках тока намагничивания также интегрированы в устройства 7SD52.

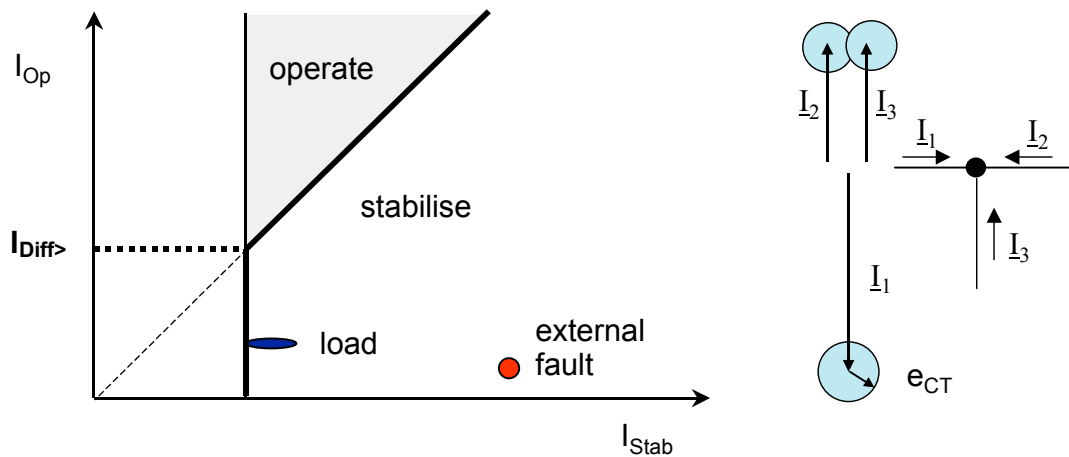
Алгоритм измерения

Основы работы дифференциальной защиты, использующей сравнение векторов и синхронизацию через каналы передачи данных, были рассмотрены в главе 4.2.

Здесь рассказывается о новом методе расчета величины торможения в этих устройствах.

В устройствах 7SD61 и 7SD52 классическая защита с характеристикой в виде наклонной линии процентах с постоянным коэффициентом торможения более не используется. В этих устройствах для сравнения с дифференциальным током (векторной суммой токов в линии) используется величина торможения, которая вычисляется на основе фактических погрешностей измерения и канала передачи данных. Другими словами, применяемое здесь адаптивное торможение в нормальных условиях работы (нет насыщения ТТ и ошибок в передаче данных) дает малую величину, и, следовательно, позволяет достигнуть высокой

чувствительности (рисунок 9-15). Результатом этого является обнаружение даже повреждения с высоким переходным сопротивлением.



$$I_{Op} = I_1 + I_2 + I_3 \quad (\text{calculated operating current})$$

$$I_{Stab} = I_{Diff>} + \sum e_{Synchron.} + |I_1| \cdot e_{CT1} + |I_2| \cdot e_{CT2} + |I_3| \cdot e_{CT3}$$

Рисунок 9-15: Характеристика срабатывания устройств 7SD61 и 7SD52

Торможение обеспечивают следующие величины:

- Порог срабатывания $I_{Дифф>}$ как постоянная величина
- Погрешность синхронизации (скачки или несимметричные задержки канала связи)
- Отклонения частоты
- Погрешности ТТ

Погрешности, определяемые на одном конце линии, передаются на все другие концы посредством обмена телеграммами данных, таким образом, что каждое устройство может рассчитать полную погрешность. Отдельные компоненты величины торможения:

Порог срабатывания

В данном контексте необходимо обозначить различия между устройствами с или без компенсации емкостного тока.

В устройствах без компенсации уставка $I_{Дифф>}$ определяется, главным образом, емкостным током линии, который появляется как ошибочный дифференциальный ток и может привести к отключению. Емкостной ток пропорционален напряжению линии:

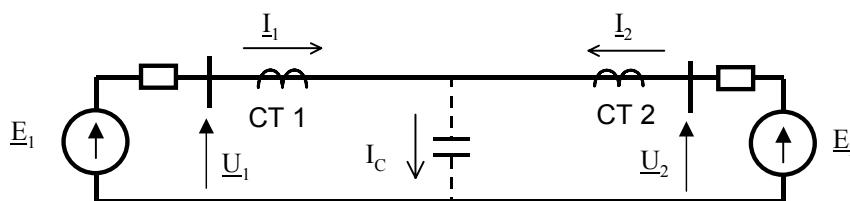


Рисунок 9.16: Емкостной ток линии

$$I_C[A] = \frac{U_N[V]}{\sqrt{3}} \cdot \omega \left[\frac{1}{s} \right] C_b'[F/km] \cdot s[km] = 3,63 \cdot 10^{-6} \cdot U_N[kV] \cdot f_N[Hz] \cdot C_b'[nF] \cdot s[km] \quad (9-16)$$

где I_C : емкостной ток линии
 U_N : номинальное напряжение линии (линейное)
 f_N : частота системы
 C_b' : удельная емкость линии (рабочая емкость)

$I_{\text{дифф}} >$ следует задавать ≥ 2.5 от I_C , однако не менее, чем 0.15 от I_N .

Пример 9-3: Емкостной ток линии

Дано: 110 кВ, кабель, длина = 16 км, $C_b' = 310$ нФ/км (частота 50 Гц)
 Рассчитать: Емкостной ток
 Решение: $I_C = 3.63 \cdot 10^{-6} \cdot 110 \cdot 50 \cdot 310 \cdot 16 = 99 \text{ A}$

В устройствах с емкостной компенсацией емкостным током можно пренебречь, а уставку задать равно приблизительно 15-20% от номинального тока (максимального нагрузочного тока линии). Это позволяет достичь высокой чувствительности также и на длинных кабелях или воздушных линиях.

Погрешности синхронизации

Устройство защиты непрерывно измеряет задержку в канале связи и применяет соответствующую угловую коррекцию к измеренному вектору тока (в соответствии с главой 4.2.3). Применяемый метод синхронизации, однако, основан на том, что задержки в канале обмена данными при передаче и приеме телеграммы одинаковы. Если задержки в канале отличаются, то половина разности задержек проявляется в качестве угловой погрешности в измерении ($\Delta\varphi[^\circ] = 0.5 \cdot \Delta t[\text{мс}] / 18$). Следовательно, задержка в канале на 1 мс вызывает угловую погрешность, равную $0.5 \cdot 18 = 9^\circ$. Это соответствует дифференциальному току $\Delta I = 2 \cdot \sin(9^\circ/2) = 0.16$; другими словами, 16%. Максимальная ожидаемая разность задержек в канале можно задать в устройстве с помощью параметра. Устройство защиты увеличивает ток торможения соответствующим образом.

Погрешности ТТ

В нагрузочном режиме и режиме КЗ рабочий диапазон погрешности ТТ может быть аппроксимирован наклоном, как это показано на рисунке 9-17. Определения погрешности ТТ, используемые для этого, задаются согласно IEC 60044-1. Погрешность в нагрузочном диапазоне (нормальный режим работы) это e_L . При номинальной нагрузке ТТ этот коэффициент умножается на величину $(ALF'/ALF_N) \cdot I_N$. Здесь ALF' это рабочий коэффициент предельной кратности, а ALF_N – номинальный коэффициент предельной кратности (см. главу 5.2). При КЗ полная погрешность (5% для ТТ класса точности 5P и 10% для класса 10P) достигается при $ALF' \cdot I_N$. В этом случае в режиме КЗ применяется погрешность e_F .

Обе погрешности должны задаваться параметрами.

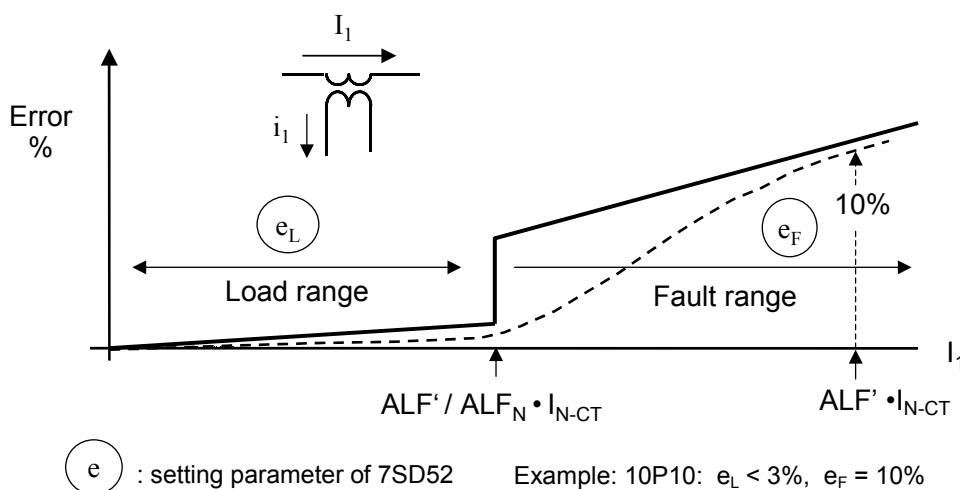


Рисунок 9-17: Аппроксимация погрешности ТТ в 7SD61 и 7SD52

Пример 9-4: Торможение в дифференциальной защите 7SD52

Дано: Конфигурация линии и данные ТТ представлены на рисунке 9-18

Найти: Ток торможения и дифференциальный ток

Решение: Для нагрузочного диапазона, следующие значения получаем исходя из данных, приведенных на рисунке 9-18

$$I_{Res} = 2.5 \cdot I_C + |I_1| \cdot e_{L1} + |I_2| \cdot e_{L2} + |I_3| \cdot e_{L3}$$

$$I_{Res} = 2.5 \cdot 100A + 800A \cdot 0.01 + 1200A \cdot 0.01 + 400A \cdot 0.03 = 282A$$

$$I_{Op} = |I_1 + I_2 + I_3| = I_C = 100A$$

Таким же образом получаем значения для внешних КЗ:

$$I_{Res} = 2.5 \cdot 40A + 4800A \cdot 0.01 + 5600A \cdot 0.05 + 800A \cdot 0.1 = 658A$$

Здесь принимаем, что I_c затухает из-за провалов напряжения до $I_C = 40A$ при близких повреждениях.

Для вычисления дифференциальных токов принимаем, что ТТ работают без погрешностей. В реальности на результаты будут влиять фактические погрешности, которые появляются. Для погрешности ТТ рекомендуется при задании уставки учитывать запас надежности 50%.

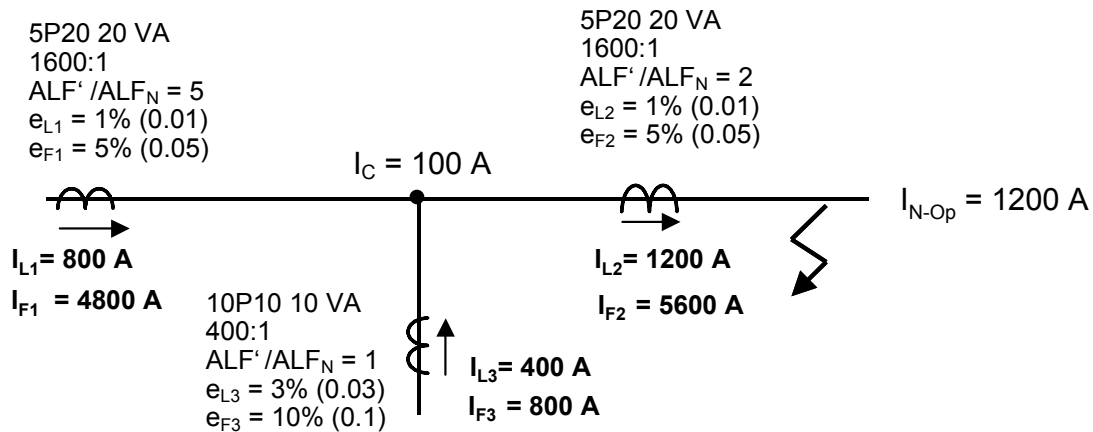


Рисунок 9-18: Принципиальная схема и данные для примера 9-4

В случае насыщения ТТ его погрешности становятся значительно больше. Алгоритм измерения обнаруживает с помощью анализа гармоник в искаженных кривых токов. Содержание гармоник в токе каждого ТТ преобразуется в дополнительный коэффициент насыщения f_s . Таким образом, величина торможения автоматически увеличивается:

$$I_{\text{Res}} = I_{\text{Diff}} > + \Sigma e_{\text{Synchr.}} + f_{S1} \cdot e_{CT1} \cdot I_1 + f_{S2} \cdot e_{CT2} \cdot I_2 \dots + f_{Sn} \cdot e_{CTn} \cdot I_n$$

Функция быстродействующего сравнения количества зарядов

Преобразование Фурье для вычисления векторов требует интервал времени длительностью один период промышленной частоты. Для передачи и обработки данных необходимо дополнительное время, таким образом команда отключения от дифференциальной защиты с обработкой векторов появляется через приблизительно 30 мс (при $f_H = 50$ Гц). Для достижения меньших времен отключения, устройства 7SD52 и 7SD61 параллельно выполняют вычисление интеграла тока по времени (расчет заряда), таким образом, при скорости передачи в канале связи 512 кБит/с достигается время отключения менее одного периода промышленной частоты. Для этой функции на каждом конце линии каждые полпериода промышленной частоты вычисляется интеграл тока по времени (заряд) в течение четверти периода (5 мс); это значение передается на другие концы линии. Интегрирование выполняется путем сложения выборок тока за периоды дискретизации. Этот принцип показан на рисунке 9-19.

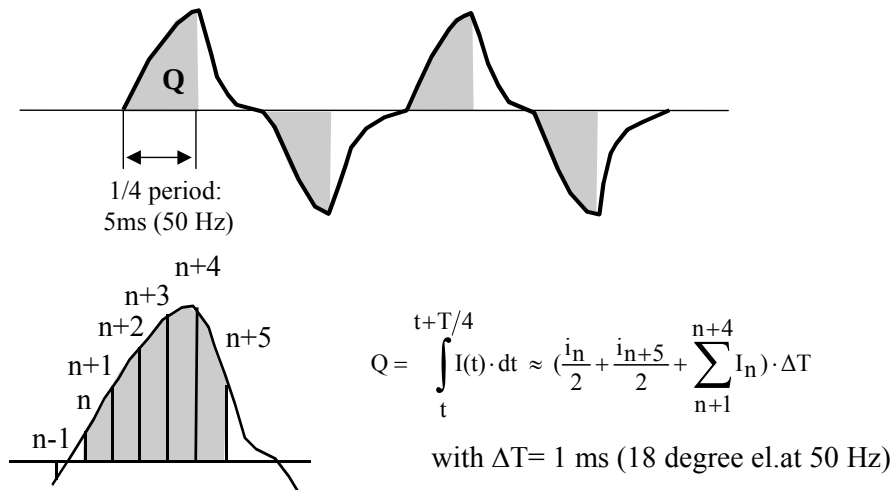


Рисунок 9-19:
Вычисление интеграла тока

Функция сравнения работает правильно только тогда, когда операция интегрирования выполняется на всех концах линии в один и тот же интервал времени (синхронно). Указанное выполняется вычисляемой интерполяцией. Результирующие значения количества зарядов затем сравниваются по такому же принципу, по которому осуществляется сравнение комплексных амплитуд дифференциальной защитой.

Указанный метод эффективен только при токах больше номинальных и результат может быть получен за довольно краткое время из-за того, что применяются достаточно узкие диапазоны интегрирования. В случае насыщения ТТ, другими словами нарушения формы сигнала, детектор насыщения выведет из действия функцию сравнения количества зарядов.

Требования к ТТ, выдвигаемые устройствами СТ 7SD52 и 7SD61

При сквозном токе повреждения ТТ не должны насыщаться в течение первых 5 мс. Указанное соответствует коэффициенту запаса $K_{TF} = 1.2$. При внутреннем КЗ в условиях протекания максимального тока повреждения должна обеспечиваться трансформация тока без насыщения в течение первых 3 мс, что соответствует коэффициенту запаса $K_{FT} \geq 0.5$, для обеспечения возможности выполнения отключения без выдержки времени.

Устройства защиты могут быть адаптированы к различным коэффициентам трансформации ТТ. Номинальный ток ТТ на различных концах линии не должен отличаться более чем в 8 раз.

Коммуникационные преобразователи

Устройства защиты могут быть соединены напрямую друг с другом при помощи волоконно-оптического кабеля (одномодовое оптоволокно) при расстояниях между устройствами до приблизительно 35 км.



При реализации обмена данными через сети обмена данными, isdn или телефонные кабели, требуется использование коммуникационных преобразователей для адаптации интерфейса обмена данными (рис. 9-20).

Рис. 9-20: Преобразователь 7XV56

Поскольку интерфейсы обычно поддерживают проводные соединения с передаваемыми сигналами уровня нескольких вольт, преобразователи сигналов устанавливаются в непосредственной близости с устройствами передачи данных и соединяются с ними при помощи экранированного кабеля. Соединение с устройствами защиты (7SD52, 7SD61, 7SD51) осуществляется при помощи волоконно-оптического кабеля, которые устойчивы к различного рода помехам (используется многомодовый волоконно-оптический кабель длиной максимум 1.5 км).

Передача данных по цифровым сетям обмена данными

В этом случае преобразователь сигнала адаптирует оптический сигнал, поступающий от защиты, с интерфейс X21 или G703.1, поддерживаемый сетью обмена данными. Преобразователь устанавливается вблизи модуля передачи данных-мультиплексора. Соединение осуществляется через интерфейс X21 при помощи 15-жильного кабеля с соединителем типа DSUB. Для интерфейса G703.1 характерно 5-полюсное соединение при помощи винтовых клемм.

Передача данных через сеть ISDN

В данном случае преобразователь содержит модем для передачи данных в соответствии со стандартом ISDN. Используется соединение типа S0 (интерфейс UK0). Защита использует два канала В 64 кбит/с. Функции дозвона или переключения не поддерживаются. Необходимым условием реализации является реализация соединения точка-точка.

Передача данных по проводной линии связи (по витой паре)

Для выполнения передачи данных через проводное соединение (витая пара) должны быть учтены помехи, воздействующие на жилы кабеля (см. раздел 6.1.1). Таким образом, преобразователь оснащается интерфейсом с номинальным испытательным напряжением 5 кВ (рис. 9-21). При самых неблагоприятных условиях необходимо применение внешнего барьерного трансформатора с испытательным напряжением 20 кВ.

Передача данных со скоростью 64 кбит/с является дуплексной и синхронной с применяемыми методами, незначительным образом отличающимися от технологии ISDN, использующей 4-уровневый цифровой код u (2B1Q). Спектр частоты, которые должны быть переданы для этой цели, имеет центральную частоту, равную приблизительно 80 кГц. Уровень сигнала достигает максимум 2.5 В. При использовании стандартных телефонных витых пар передача данных может осуществляться на расстоянии приблизительно в 10 км (максимальное сопротивление контура 1400 Ом и затухание сигнала < 40 дБ при 80 кГц).

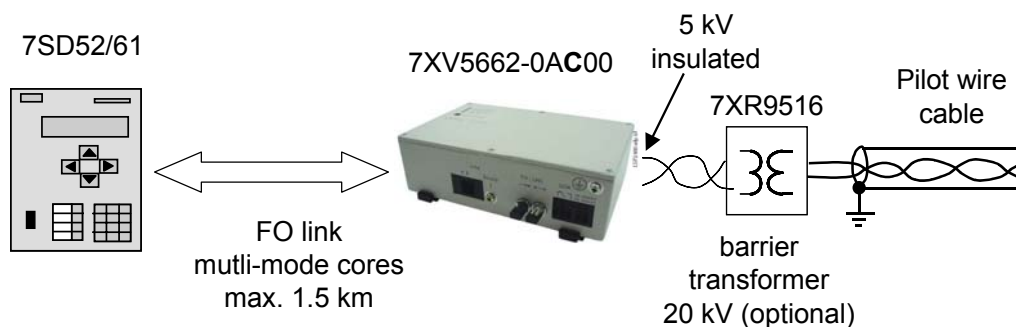


Рис. 9-21: Цифровой обмен данными через витую пару

Дополнительные функции и замечания по применению

Устройство защиты также обладает следующими дополнительными функциями: функцией максимальной токовой защитой, функцией защиты от перегрузки и функцией УРОВ. Функция МТЗ может быть применена в качестве функции резервной защит для смежных сборных шин и примыкающих к ним присоединений. Функция защиты от перегрузки применима на кабельных линиях.

Кроме всего прочего, также возможно выполнение передачи значений измеренных величин, блокирующих и разрешающих сигналов, команд отключения и управления.

В более новых устройствах защиты (7SD52) также может быть доступна функция дистанционной защиты со всеми сопутствующими ей дополнительными функциями:

- ступенчатая дистанционная защита
- направленная защита от КЗ на землю
- функция ОМП

Дистанционная защита обычно применяется в качестве резервной защиты для системы. В случае нарушения канала связи она также может выполнять функцию основной защиты даже обеспечивать 100% охват линии при наличии независимого канала связи.

В особых случаях (например, трехконцевые линии без условия питания) также может быть разумным применение ступени дистанционной защиты с неполным охватом в параллель с дифференциальной защитой для обеспечения отключения без выдержки времени.

На присоединениях с отпайками токи трансформаторов определяются как дифференциальные токи, представляя собой проблему для дифференциальной защиты. Для исключения неправильного срабатывания дифференциальной защиты при КЗ на вторичной стороне трансформаторов, порога срабатывания дифференциальной защиты должен быть увеличен. Если имеется несколько отпайек с мощными трансформаторами, указанное может привести к чрезмерному завышению значения порога срабатывания дифференциальной защиты. В этом случае, как вариант, может быть применена ступень дистанционной защиты с полным охватом, срабатывание которой может быть критерием пуска дифференциальной защиты. Данная ступень должна охватывать всю линию, однако зоной своего действия не должна выходить за трансформатор отпайки. В общем случае может быть принято применимое значение уставки для этой цели.

Направленная защита от КЗ на землю может применяться для повышения чувствительности срабатывания в случае возникновения КЗ на землю через большое переходное сопротивление.

Функция ОМП производит оценку напряжений и комплексных амплитуд токов концов линии, соответствующих одному и тому же моменту времени, чем обеспечивается высокая точность выполняемых измерений. Для этой цели осуществляется обмен цифровыми сигналами.

9.4 Дифференциально-фазная защита (ДФЗ) с цифровым обменом данными

Дифференциально-фазная защита (ДФЗ) производит сравнение фазных углов токов концов линии. Значения токов используются только в качестве критерия пуска защиты. При таком исполнении требуется передача меньшего объема данных на противоположный конец линии. При использовании традиционной технологии для передачи модулированного сигнала тональной частоты было достаточно наличие узкополосного аналогового канала (2.5 - 4 кГц).

При реализации цифровой передачи данных ширину полосы пропускания можно сравнить со скоростью передачи данных. Цифровое устройство дифференциальной токовой защиты 7SD51 работает согласно принципу сравнения фаз и, тем самым, требуется простая асинхронная передача данных при скорости 19.2 кбит/с [9-6].

Наиболее предпочтительным вариантом является использование ВОЛС. Применение защиты с цифровыми сетями обмена данными возможно только при выполнении определенных условий и не рекомендуется, поскольку для этого предназначено устройство дифференциальной защиты 7SD61.

Алгоритм измерения

При токах больших, чем номинальные, защита функционирует таким же образом, как и традиционная дифференциально-фазная защита (рис. 9-22).

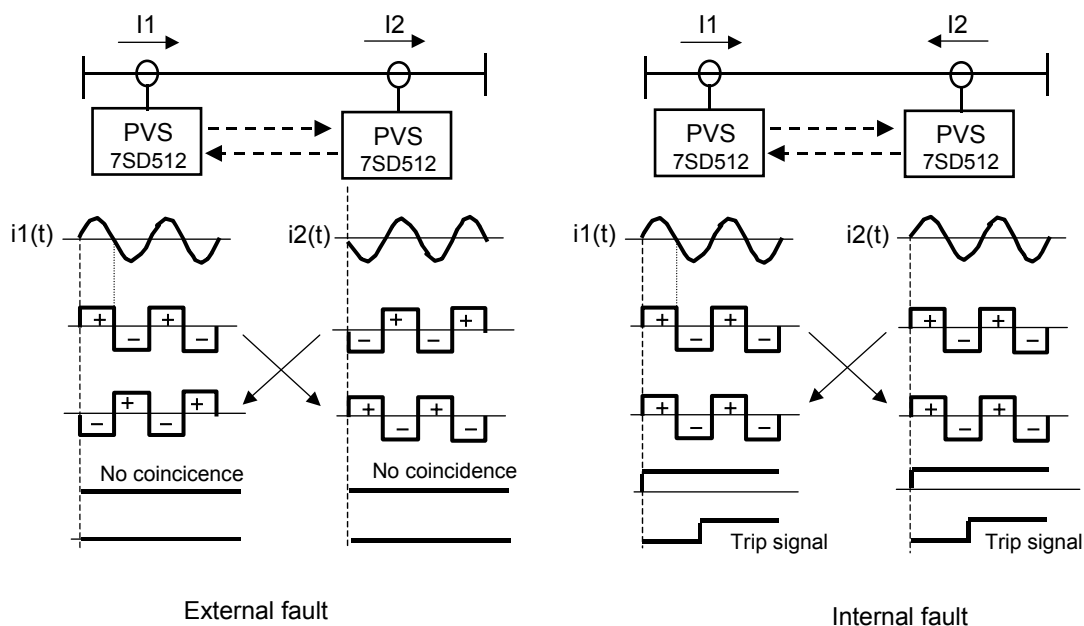


Рис. 9-22: Принцип функционирования ДФЗ 7SD51

Полуволны синусоидального тока на каждом из концов линии преобразуются в прямоугольные сигналы соответствующей полярности и проверяются на каждом из концов линии на предмет их совпадения. В идеальных условиях угол совпадения при внешних КЗ, т.е. при протекании сквозного тока КЗ, равен 0° (0 мс), в то время, как при внутренних КЗ, при равенстве фаз токов подпитки, угол совпадения составляет 180° (10 мс при $f_{\text{ном}} = 50$ Гц). Из-за наличия емкостного тока линии также существует фазовый сдвиг протекающего сквозного тока (см. рис. 9-24 далее). Величина данного фазового сдвига зависит от отношения емкостного тока I_C к сквозному току I_d : $\varphi = 2 \cdot \arctg(I_C/2I_d)$.

При протекании токов нагрузки или незначительных токов КЗ на длинных кабельных линиях указанное отклонение угла может стать достаточно значительным. Тем самым, выполнение измерений может быть разрешено только в том случае, когда сквозной ток достаточно большой по сравнению с емкостным током линии.

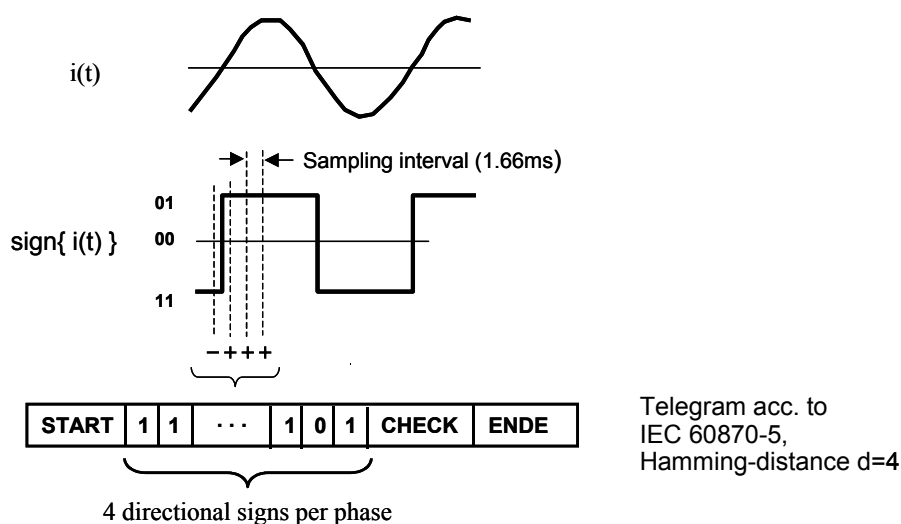


Рис. 9-23:
Формирование
сигнала на-
правления в
устр-ве 7SD51

В устройстве 7SD51 осуществляется выборка мгновенных значений синусоидального сигнала и каждой выборке ставится в соответствие сигнал направления, если оказывается превышенным установленный порог срабатывания по току. Четыре сигнала направления для каждой из фаз затем образуют телеграмму и осуществляется передача данной телеграммы на противоположный конец линии (рис. 9-23).

Затем на обоих концах осуществляется сравнение полярности сигналов направления. За счет выполнения непрерывной оценки задержки передачи телеграммы по линии связи и соответствующей задержки формирования сигналов направления на местном конце обеспечивается синхронность выполняемого сравнения.

Исходя из числа совпадающих сигналов направления и периода дискретизации ΔT может быть вычислен угол совпадения: $\varphi_{CO} = [(n+1/2) \pm 1/2] \cdot \Delta T$, тем самым при $n=3$ и $\Delta T = 1.66$ мс ($f_{НОМ} = 50$ Гц) имеем значение угла совпадения $\varphi_{CO} = 5 \pm 0.83$ мс или $90 \pm 15^\circ$. Тем самым, угловое смещение между токами двух концов линии составляет $\varphi = 180^\circ - \varphi_{CO}$.

Резльтирующая характеристика срабатывания представлена на рис. 9-24 .

При малых нагрузочных токах и большом емкостном токе (кабельная линия, протяженная воздушная линия) смещение фаз между токами концов линии оказывается значительным, и значение угла φ приближается к минимальному порогу срабатывания $90-15=75^\circ$. Однако действие защиты на отключение может быть разрешено только при условии протекания большего тока по линии и при том условии, что угол φ меньше приблизительно 45° (другими словами, когда φ лежит в диапазоне срабатывания).

Таким образом, функция ДФЗ в составе устройства 7SD51 пускается только при превышении определенного порога срабатывания по току (статического порога срабатывания) $I >$, значение которого должно быть установлено достаточно высоким (стандартным значением уставки является значение $I \geq 1,3 \cdot I_{НОМ}$).

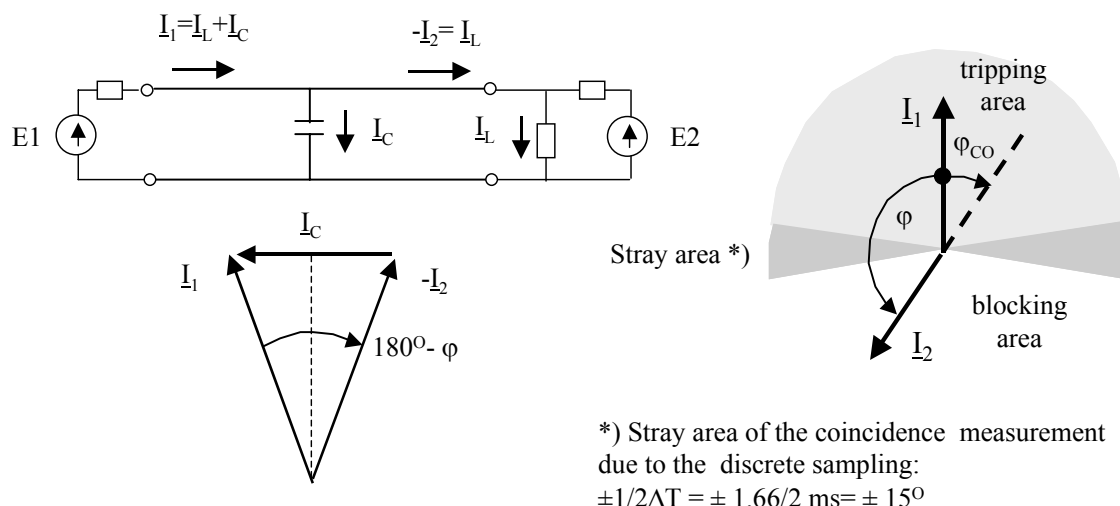


Рис. 9-24: Дифференциально-фазная защита:
Диапазон значений порога срабатывания и влияние емкостного тока

Помимо этого, устройство защиты также обладает функцией ДФЗ, основанной на оценке дельта величин. Указанное означает, что защита динамически реагирует на изменение величины протекающего тока. Для этой цели мгновенные значения токов, взятые два периода назад, вычитаются из текущих мгновенных значений. Это выполняется при помощи подходящего цифрового фильтра, который обрабатывает текущие мгновенные значения и предыдущие мгновенные значения, сохраненные в памяти устройства (рис. 9-25).

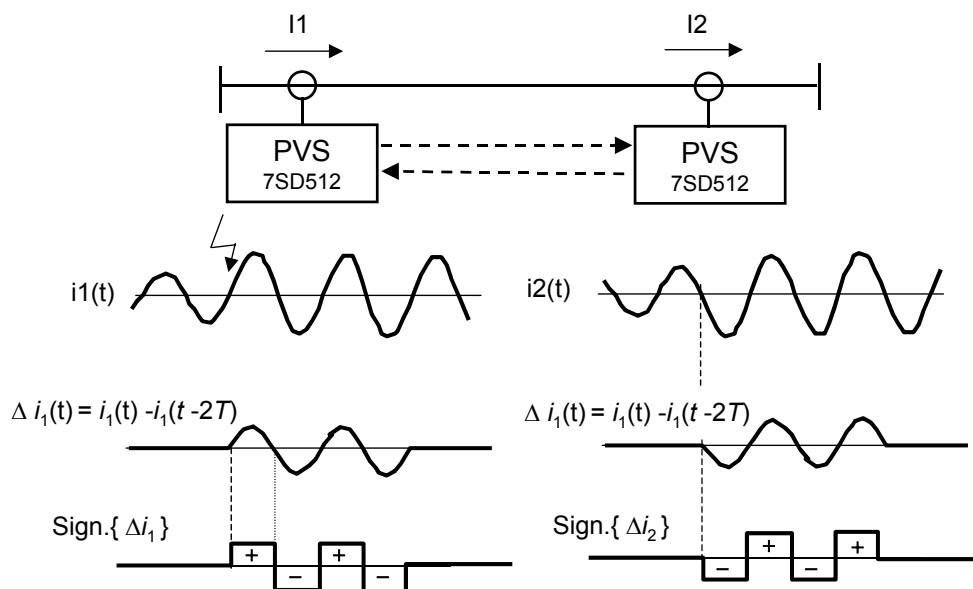


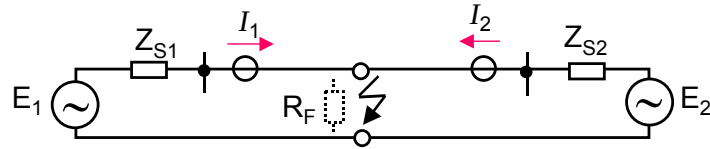
Рис. 9-25: ДФЗ основанная на сравнении дельта сигналов

Изменение тока $\Delta i(t)$ (дельта сигнал) доступен только в течение 2 периодов и затем исчезает. Дельта сигналы обрабатываются по тому же принципу сравнения фаз, как было описано для статической ДФЗ.

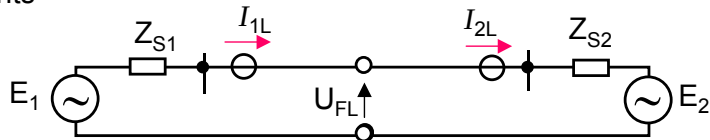
Благодаря оценке изменения, реализуется динамическая ДФЗ, функционирование которой не зависит нагрузочного или емкостного тока линии. Выполнение

измерений с использованием дельта сигналов соответствует измерению чистого тока повреждения без учета тока нагрузки. Таким образом, может быть обеспечена высокая чувствительность защиты. Указанное может быть проиллюстрировано при помощи принципа наложения (рис. 9-26).

Total currents after fault inception



⊖ Pre-fault load currents



⊖ Delta currents
(Pure fault currents)

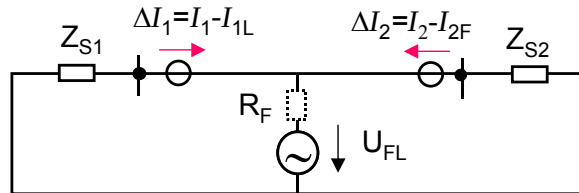


Рис. 9-26: Применение принципа наложения для расчета тока КЗ

Путем вычитания тока нагрузки, который протекает до момента возникновения повреждения, из общего измеренного тока, получаем результат, эквивалентный чистому току КЗ. Он обусловлен виртуальным источником напряжения в месте повреждения. Напряжение U_{FL} , тем самым, соответствует напряжению до момента возникновения повреждения, однако с обратной полярностью.

Рекомендуется задавать динамический порог срабатывания устройства защиты 7SD51 большим/равным увеличенному в 4 раза емкостному току линии ($4I_C$). Предварительно установленное значение равно: $I_{dyn} \geq 0.33 \cdot I_{ном}$. Для кабельных линий протяженностью до 10 км и воздушных линий протяженностью до 100 км системах с номинальным напряжением 110 кВ допускается оставлять установленное значение неизменным.

Замечания по применению

Данное устройство защиты може быть применено на двухконцевых линиях. Соединение между устройствами защиты может быть реализовано при помощи ВОЛС (10/125 мкм, 1300 нм, одномодовое оптоволокно) при расстояниях между устройствами защиты до 15 км. При больших длинах линии требуется применение внешних модулей передачи данных. Устройство требует выбора ТТ с умеренной номинальной предельной кратностью. Рабочие кратности могут различаться на относительно большую величину: $1/3 \leq ALF_1' / ALF_2' \leq 3/1$. При максимальном токе КЗ (периодическая составляющая) ТТ не должен насыщаться (коэффициент запаса $K_{TF} \geq 1$).

Предпочтительной областью применения является применение в сетях среднего и высокого напряжения. Благодаря выполнению пофазных измерений и возможности реализации в составе устройства функции однофазного/трехфазного АПВ, устройства также подходят для применения в сетях СВН.

При помехозащищенной передаче данных (при расстоянии Хэмминга $d=4$) устройство также может осуществлять передачу сигналов телеотключения.

9.5 Дифференциальная защита присоединений с трансформаторами

На присоединениях с трансформаторами трансформатор и воздушная или кабельная линия соединяются последовательно и образуют единый блок. Таким образом, представляется возможным сэкономить один выключатель.

На присоединениях с отпайками осуществляется непосредственное подключение трансформаторов. В этом случае представляется возможным сэкономить на подстанции.

В обоих случаях при реализации защиты приходится сталкиваться с некоторыми трудностями.

9.5.1 Реализация защиты присоединений с трансформаторами

Дифференциальная защита, применяемая в данном случае должна обладать специальными функциями, характерными для дифференциальной защиты трансформатора: функциями выравнивания коэффициентов трансформации и учета группы соединения обмоток силового трансформатора, а также функциями блокировки защиты при БНТ и при перевозбуждении трансформатора. Кроме того, должна допускаться значительная протяженность защищаемого объекта, что, в свою очередь, означает, что процесс передачи измеряемых величин должен быть организован также, как и в случае дифференциальной защиты присоединения.

При использовании устройств, построенных на традиционной элементной базе, при реализации защиты таких объектов протяженностью приблизительно 1 км использовалась стандартная дифференциальная защита трансформатора. Для снижения нагрузки на удаленный ТТ ток уменьшался до уровня в 100 мА при помощи промежуточных ТТ на распределительном устройстве и трансформаторе.

Однако также применялась стандартная дифференциальная защита линии. Для этой цели ТТ на одном конце линии соединялись по схеме треугольника для обеспечения выравнивания сравниваемых токов по фазе. Функция блокировки при БНТ обеспечивалась на обоих концах линии при помощи дополнительных устройств защиты [А-15, А-20].

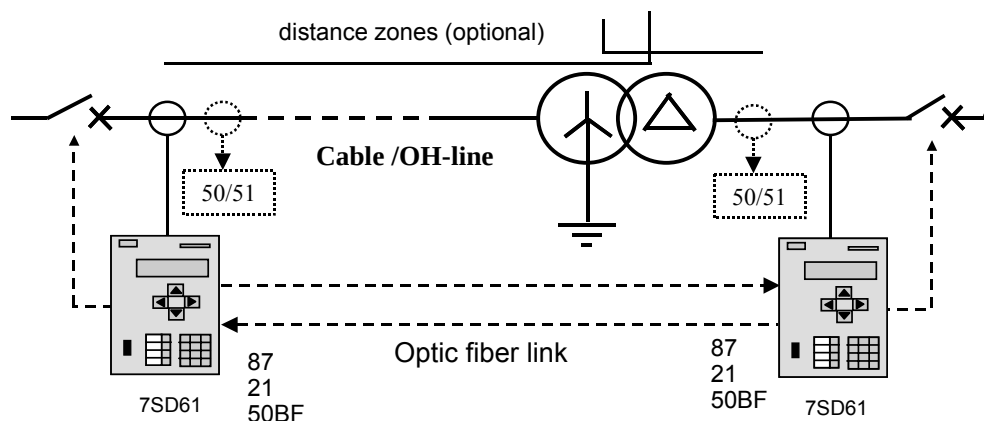


Рис. 9-27: Дифференциальная защита присоединения с тр-ром (пример)

При использовании цифровых устройств защиты стало доступным устройство, которое обладает функциями дифференциальной защиты трансформатора и линии. Таковым устройством является устройство 7SD61. На рис. 9-27 приведен пример применения данного устройства защиты.

Также здесь необходимо отметить, что в случае, если нейтраль обмотки заземлена, должна быть введена функция исключения тока нулевой последовательности. Обмен данными между устройствами защиты может осуществляться через прямое волоконно-оптическое соединение. При реализации проводных или радиорелейных линий связи требуется использование дополнительных преобразователей 7XV56 (см. раздел 9.3).

Опционально может быть сконфигурирована функция дистанционной защиты. В этом случае будет реализовано использование первых ступеней защиты с неполным охватом линии, зоны действия которых должны охватывать трансформатор. Указанное обеспечит быстродействующую защиту в случае нарушения линии связи, а также позволит различать КЗ в первичной и вторичной обмотках. Однако при этом будет необходимым использование ТН, установленных на тех концах линии, где применяется дистанционная защита (21).

В приведенном примере на обоих концах линии в качестве резервной функции защиты используется функция МТЗ (50/51).

9.5.2 Дифференциальная защита линий с отпайками

Наличие отпайек на линии, на которых не установлено коммутационное оборудование, является достаточно распространенным решением в распределительных сетях (132 кВ и ниже). Во многих случаях на линии имеется несколько отпайек. Указанные отпайки могут являться присоединениями нагрузки, а также питающими присоединениями (распределенная генерация электроэнергии). Подключение отпайки к линии электропередачи может быть выполнено с установкой выключателя, так и без его установки. Режим заземления нейтрали трансформатора со стороны присоединения не всегда одинаков. В системах с глухозаземленной нейтралью нейтраль трансформатора отпайки может быть изолированной или глухозаземленной. В каждом из случаев необходимо индивидуальным образом выполнять построение защиты с учетом имеющихся условий [9-11, 9-12].

Для применения дифференциальной защиты линии значение уставки срабатывания должно быть установлено превышающим максимальный суммарный ток

нагрузки отпаяк. Поскольку функция блокировки при БНТ в устройствах, построенных на традиционной элементной базе, не доступна, также при выборе уставки должен быть учтен бросок тока в случае одностороннего включения трансформатора под напряжение. Максимальный ток КЗ при КЗ на вторичной стороне трансформатора отпайки должен быть учтен в любом случае. Если возможно выполнение передачи данных по линии связи, дифференциальная защита линии может блокироваться в критических случаях, когда защита на вторичной стороне трансформатора отпайки срабатывает. Как вариант, возможно использование ненаправленной ступени дистанционной защиты, срабатывание которой выступает в качестве критерия разрешения действия дифференциальной защиты линии. Ступень дистанционной защиты должна охватывать 100% длины присоединения (значение уставки $120\% Z_L$), однако не должна выходить за трансформатор отпайки. Подходящее значение уставки срабатывания может быть выбрано, когда номинальная мощность трансформаторов отпайки не очень велика и когда присоединение не является слишком протяженным, как представлено в следующем примере.

При использовании цифровых устройств защиты может быть реализована оптимальная защита линий с отпайками, если доступен широкодиапазонный канал связи (ВОЛС или радиорелейная линия связи). Для защиты линии с отпайками может быть применено цифровое устройство дифференциальной защиты линии с 6 концами 7SD52, при использовании которой возможна реализации защиты двухконцевой линии с 4 отпайками (рис. 9-28).

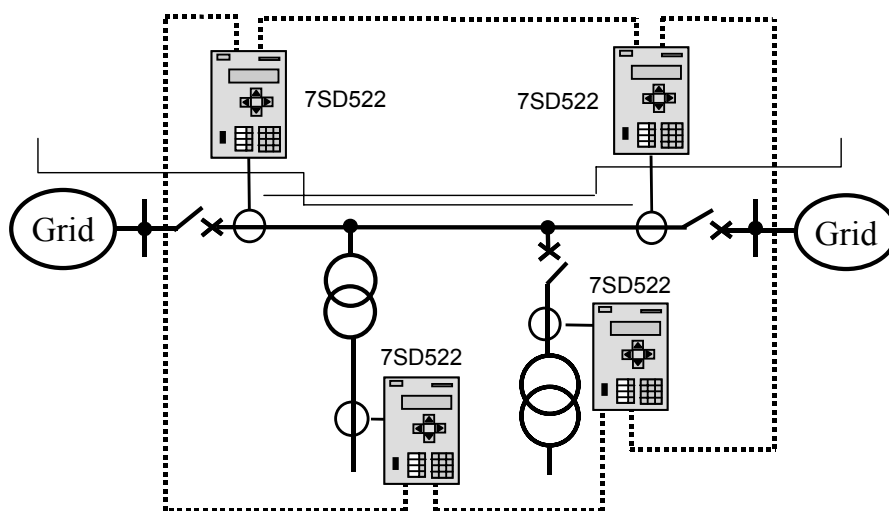


Рис. 9-28: Дифференциальная защита многоконцевой линии, применяемая для реализации защиты двухконцевой линии с отпайками

В защищаемую зону также могут быть включены силовые трансформаторы (трансформатор с левой стороны на рис. 9-28), поскольку все упомянутые ранее функции дифференциальной защиты трансформатора также реализованы в устройстве защиты линии.

Если канал связи доступен только между двумя концами первичного присоединения, тогда может быть использовано цифровое устройство дифференциальной защиты двухконцевой линии (7SD61). В этом случае порог срабатывания защиты должен быть выбран превышающим токи КЗ отпаек. Если применяется пуск дифференциальной защиты от ступени дистанционной защиты, как это было описано ранее, тогда для этой цели может быть использована встроенная функция дистанционной защиты (опция).

Пример 9-5: Конфигурирование устройств цифровой защиты линии с отпайками (при наличии канала передачи данных между двумя концами линии)

Исходные данные: Линия ВН 110 кВ, $l = 27$ км, $X_L = 0,4$ Ом/км
 Схема приведена на рис. 9-29.

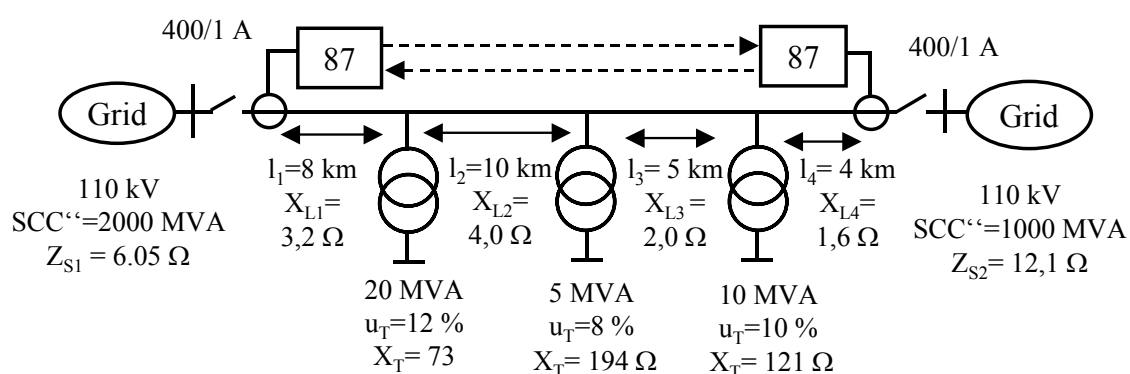


Рис. 9-29: Схема сети для примера 9-5

Определить: Насколько высоким должен быть установлен порог срабатывания дифференциальной защиты?
 Может ли быть обеспечена более высокая чувствительность при использовании пуска дифференциальной защиты от ступени дистанционной защиты?

Решение: Требуемые значения сопротивлений были вычислены и нанесены на рис. 9-29. Можно увидеть, что сопротивления трансформаторов на порядок превышают сопротивления системы и линии. Данными сопротивлениями (системы и линии) представляется возможным пренебречь при выполнении приблизительного расчета токов КЗ трансформатора.
 Наибольший ток погрешности (дифференциальный ток) для дифференциальной защиты имеем при КЗ за трансформатором мощностью 20 МВА:

$$I_F = \frac{1,1 \cdot U_N / \sqrt{3}}{X_T} = \frac{1,1 \cdot 110 \cdot 10^3 \text{ В} / \sqrt{3}}{73 \text{ Ом}} = 957 \text{ А}$$

Тем самым, порога срабатывания дифференциальной защиты должен быть установлен равным $I_D = 1,3 \cdot 957 = 1244$ А, при обес-

печении коэффициента запаса 30%. Данное значение уставки будет соответствовать утроенному номинальному току ТТ. Необходимо задание ступени дистанционной защиты с полным охватом (20%): $Z_{OR} = 1.2 \cdot 0.4 \text{ Ом/км} \cdot 27 \text{ км} = 13 \text{ Ом}$. Наименьшее сопротивление КЗ трансформатора составляет 73 Ом. Таким образом, риск излишнего срабатывания ступени исключен. Даже при значении уставки равном приблизительно 50 Ом представляется возможным выполнить максимальный охват трансформаторов (приблизительно 70% трансформатора мощностью 20 МВА). При задании ступени дистанционной защиты также необходимо учесть БНТ трансформатора, когда присоединение включается под напряжение с одной стороны. В этом случае дистанционная защита измеряет сопротивление

$$Z_{Inrush} = \frac{U_N / \sqrt{3}}{0.5 \cdot \Sigma I_{Rush}} . \text{ При данном расчете было принято, что циф-}$$

ровое устройство защиты выполняет оценку только составляющей основной гармоники, а составляющая основной гармоники тока броска не превышает 50%.

Кроме того, предполагается, что БНТ в этом случае не превышает значения в 5 раз большего номинального тока, поэтому может быть выполнена следующая оценка:

$$\Sigma I_{Rush} = 5 \cdot \frac{35 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.918 \text{ kA} \quad \text{и} \quad Z_{Inrush} = \frac{110 \text{ kV} / \sqrt{3}}{0.918 \text{ kA}} = 69 \Omega .$$

таким образом, измеренное сопротивление намного превышает установленное значение уставки равное 50 Ω .

В данном случае факт срабатывания ступени дистанционной защиты с полным охватом подходит для использования в качестве критерия пуска дифференциальной защиты линии. Таким образом, порог срабатывания защиты может быть снижен приблизительно до половины номинального тока ТТ, другими словами, может быть выбран равным 200 А.

Примечание: При использовании устройств защиты, построенных на традиционной элементной базе, выполнение направленного измерения при возникновении близких КЗ не представлялось возможным с абсолютной надежностью. Реализация контура памяти напряжения была относительно дорогой и он применялся только на объектах СВН. Применение дифференциальной защиты в таких условиях являлось преимуществом по сравнению со схемами сравнения направлений (схемы направленной блокировки / деблокировки).

При применении современных цифровых устройств дистанционной защиты выполнение направленных измерений достаточно надежно благодаря программной реализации контура памяти. В настоящее время принцип сравнения направлений сопоставим с дифференциальной защитой при рассмотрении вопроса селективности действия защит, особенно когда сейчас возможна реализации схем пофазного сравнения направлений (устройство 7SA6).

Нарушение селективности действия дистанционной защиты возможно только в случае многократных или последовательных КЗ, возникновение которых достаточно редко. Для примера, представленного выше, необходимо оценить возможность использования дистанционной защиты, работающей со схемой сравнения направлений, как наиболее простого решения.

Основным преимуществом дифференциальной защиты является независимость функционирования от ТН. Пуск дифференциальной защиты от ступени дистанционной защиты должен применяться одновременно с пуском дифференциальной защиты по токовому критерию, однако отнюдь не вместо последнего критерия, так чтобы повышение чувствительности производилось при КЗ, сопровождающихся малыми токами повреждения.

10. Дифференциальная защита сборных шин

Короткие замыкания на сборных шинах редко обусловлены механическими повреждениями и повреждениями изоляции, а зачастую обусловлены ошибками при выполнении переключений. Статистика говорит об одном КЗ на сборных шинах каждые 10 лет (0.63 - 2 КЗ на присоединение в 100 лет согласно исследованиями CIGRE).

Высокоомный принцип использовался в англо-саксонских странах для реализации защиты одиночных сборных шин (продольно секционированных одиночных шин и конфигураций шин при полуторной схеме включения), которые являются наиболее распространенными в этих странах [10-1]. Дифференциальная защита с торможением (низкоомный принцип измерения) широко применяется в Европе для защиты сборных шин сложной конфигурации. В связи со сложностью реализации защиты при таких схемах широко применяться она стала относительно недавно. Компания Siemens была родоначальником в этом направлении: электромеханическая защита RN23 была представлена в Германии в 1960 [10-2], в 1972 году было представлено статическое аналоговое устройство 7SS1 [10-3, 10-4], а в 1990 году была впервые применена цифровая версия данной защиты 7SS5 [10-5, 10-6].

Другие производители разработали “умеренно высокоомную” версию устройства защиты [10-7], а также устройство защиты, работающее по принципу сравнения фаз [10-8].

Публикации [10-11 и 10-12] представляют обзор основных принципов функционирования защиты сборных шин.

Информация о функционировании современного цифрового устройства защиты сборных шин также может быть найдена в статьях [10-13 - 10-16].

Для дифференциальной защиты сборных шин определены очень жесткие требования в части надежности функционирования, работоспособности (готовности к срабатыванию) и селективности:

Надежность функционирования

Защита ни при каких обстоятельствах не должна срабатывать при возникновении внешних КЗ, поскольку отключение системы шин приводит обесточиванию значительной части системы. Срабатывание защиты, тем самым, всегда зависит от нескольких критериев. При реализации защиты на традиционной элементной базе факт срабатывания защиты присоединения обычно использовался как дополнительный критерий срабатывания защиты шин. При реализации высокоомного принципа, а также и в настоящее время при реализации защиты на базе цифрового устройства защиты 7SS5, используется пусковой орган, который охватывает всю систему шин. Кроме того, при использовании цифрового устройства защиты 7SS5 критерий срабатывания по дифференциальному принципу дублируется оценкой четных и нечетных выборок на разных процессорных системах.

Работоспособность

Отказ срабатывания или задержка ликвидации КЗ на сборных шинах создает риск нарушения устойчивости системы и, при самых неблагоприятных обстоятельствах, это может привести к разрушению системы. Кроме того, значительные повреждения могут иметь быть характерны в месте повреждения из-за высокого уровня тока КЗ (в особенности в КРУЭ).

Тем самым, на некоторых объектах СВН обеспечивается дублирование ком-

плектов дифференциальной защиты.

Селективность

На подстанциях с несколькими системами шин должно производиться отключение только той системы шин, на которой произошло повреждение, так, чтобы питание потребителей через другие системы шин сохранялось. Для этой цели требуется наличие отдельного измерительного органа для каждой системы шин наряду с информацией о положении шинных разъединителей для выполнения оценки соответствующих токов соответствующими измерительными органами и распределения команд отключения. В этом плане цифровые устройства защиты предоставляют имеют преимущества: выполняется полностью цифровая обработка и контроль систем защиты, включая измерительные цепи и положения разъединителей.

УРОВ

В последние годы необходимость наличия местной резервной защиты (УРОВ) значительно возросла, поскольку работоспособность и времена срабатывания резервных защит (последние ступени устройств дистанционной защиты) не обеспечивают необходимой эффективности. Указанное, в частности, относится к большим станциям.

Цифровое устройство защиты обеспечивает возможность использования функции УРОВ как дополнительной, входящей в набор функций устройства.

10.1 Низкоомная дифференциальная защита

Дифференциальная защита с торможением также может быть использована для реализации защиты сборных шин. Принцип, представленный на рис. 10.1, основан на электромеханической технологии.

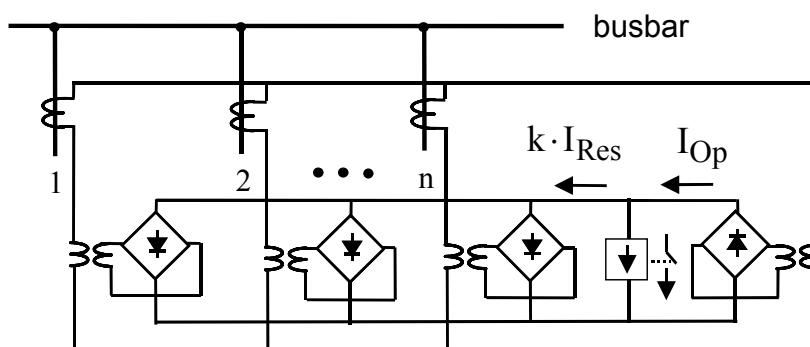


Рис.10.1: Принцип работы дифференциальной защиты шин

Рабочий ток I_{Op} соответствует значению геометрической (векторной) сумме токов присоединений:

$$I_{Op} = |I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n| \quad (10-1)$$

Ток торможения I_{Res} соответствует арифметической сумме (сумме абсолютных значений), которая в данном случае формируется выпрямлением и сложением:

$$I_{Res} = |I_1| + |I_2| + |I_3| + \dots + |I_n| \quad (10-2)$$

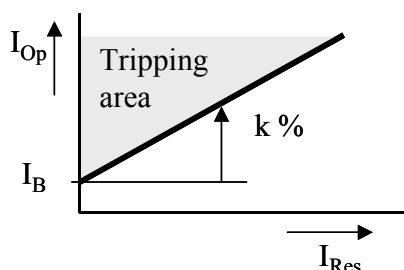


Рис. 10-2: Хар-ка срабатывания защиты шин

Рабочий за вычетом составляющей тока торможения $k \cdot I_{Res}$ протекает через чувствительное к полярности реле (реле с подвижной катушкой). Для формирования команды отключения разница токов должна превысить порог срабатывания реле с подвижной катушкой I_{DIFF} . Тем самым, критерием срабатывания является следующее условие:

$$I_{Op} > I_{DIFF} + k \cdot I_{Res} \quad (10-3)$$

Таким образом, характеристика срабатывания будет иметь такой вид, как это представлено на рис. 10-2.

Сглаживание выпрямленного пульсирующего тока осуществляется за счет инерционности реле с подвижной катушкой. Время срабатывания защиты составляет 2 периода промышленной частоты (приблизительно 30 – 40 мс при 50 Гц).

Контроль положения разъединителей

При наличии нескольких систем шин каждая система имеет свое дифференциальное реле. Токи направляются в реле по схеме, соответствующей первичной, с учетом положения соответствующих разъединителей шин. Принцип работы схемы контроля положения разъединителей представлен на рис. 10-3 (для двойной системы шин). Цепи протекания тормозных токов для упрощения не показаны.

Токи уменьшаются до уровня в 100 мА при помощи промежуточных ТТ (в случае реализации трехфазной системы измерения) или при помощи суммирующих ТТ (в случае реализации однофазной системы измерения), а затем направляются через схему, соответствующую первичной с учетом положения разъединителей шин, в реле. Таким образом, первичный ТТ всегда имеет малую нагрузку, а контакты переключающих реле должны быть рассчитаны на коммутацию незначительных токов.

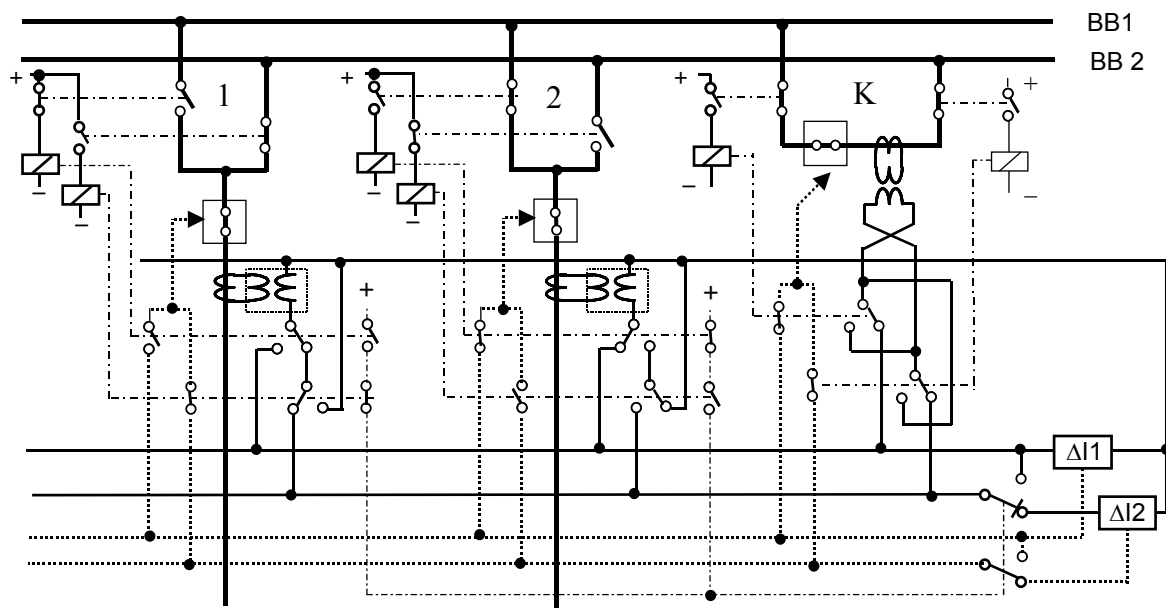


Рис. 10-3: Схема контроля положений разъединителей (упрощенная)

На рис. 10-3 отображено состояние контактов схемы контроля положения разъединителей при наличии оперативного питания.

Присоединение 1 подключено к системе шин BB2, а присоединение 2 подключено к системе шин BB1. Предполагается, что шиносоединительный выключатель (ШСВ) включен, поскольку оба разъединителя ШСВ включены. Выключатели присоединений также включены. Правда их положение никаким образом не оказывает влияния на схему контроля положения разъединителей (подробное рассмотрение различных вариантов состояния ШСВ представлено далее в разделе 10.1.2). Токи направляются в соответствующие реле согласно положению соответствующих разъединителей. Таким образом, обеспечивается независимая защита каждой системы шин и обеспечивается их селективное отключение в случае возникновения повреждений.

При переключении присоединения с системы шин BB1 на систему шин BB2 или наоборот ШСВ должен быть включен (а также должен быть включен выключатель присоединения). Например, для выполнения переключения присоединения 1 с системы шин BB2 на систему шин BB1, второй разъединитель присоединения 1 может быть включен для соединения с системой шин BB1. Переключение считается завершенным, когда следующим шагом отключается разъединитель к системе шин BB2 того же присоединения. В процессе переключения, в момент, когда обе системы шин соединены через разъединители, защита не может осуществлять селективное отключение повреждений. Указанное состояние известно как нарушение фиксации. В этом случае защита расценивает две системы шин, как единый объект (единая защищаемая зона) и схема контроля положения разъединителей направляет все токи присоединения в одну из измерительных систем (система $\Delta I1$ на рис. 10-3). Указанное выполняется при помощи переключающего контакта, включаемого последовательно в цепь с измерительной системой. Сигналы отключения выключателей присоединений распределяются таким же образом.

Схема контроля положения разъединителей должна отображать действитель-

ное положение всех разъединителей во всех возможных рабочих режимах и должна возвращаться в исходное положение при потере оперативного питания. Для этой цели блок-контакт разъединителя должен быть таковым, чтобы он размыкался в тот момент, когда силовой контакт разъединителя уходит из состояния покоя (разомкнутого состояния), т.е. разъединитель будет считаться уже включенным, как только силовой его контакт покидает свое состояние покоя. Используя нормально-замкнутый блок контакт разъединителя обеспечивается учет включенного состояния разъединителя присоединения в случае потери оперативного питания, таким образом, в случае потери оперативного питания схема контроля положений разъединителей интерпретирует эту ситуацию как случай нахождения во включенном состоянии обоих разъединителей. В этом случае, однако, при возникновении КЗ на одной из систем шин будет производиться отключение обеих систем шин. Однако в этом случае выполняется условие несрабатывания при внешних КЗ, возникновение которого имеет большую вероятность. Если при потере оперативного питания в схеме контроля положения разъединителей никаких изменений происходить не должно, тогда требуется использование бистабильных реле с памятью, которые запоминают свое состояние (механическая или магнитная блокировка). Такие реле с самодерживанием являются достаточно дорогими и применяются только при реализации защиты объектов СВН (в цифровом устройстве защиты 7SS5 запоминание положения разъединителя осуществляется программным путем, см. далее).

10.1.1 Частично цифровое устройство защиты 7SS600

Данная защита использует описанную схему контроля положения разъединителей, построенную на реле, однако оценка токов производится цифровым устройством защиты. Подтвердившая свою функциональность статическая система защиты 7SS10 была усовершенствована с добавлением функций, присущих цифровым устройствам защиты (функции самодиагностики, функции регистрации осциллограмм, функции отображения измеряемых величин и т.д.). Структура реализации защиты представлена на рис. 10.4.

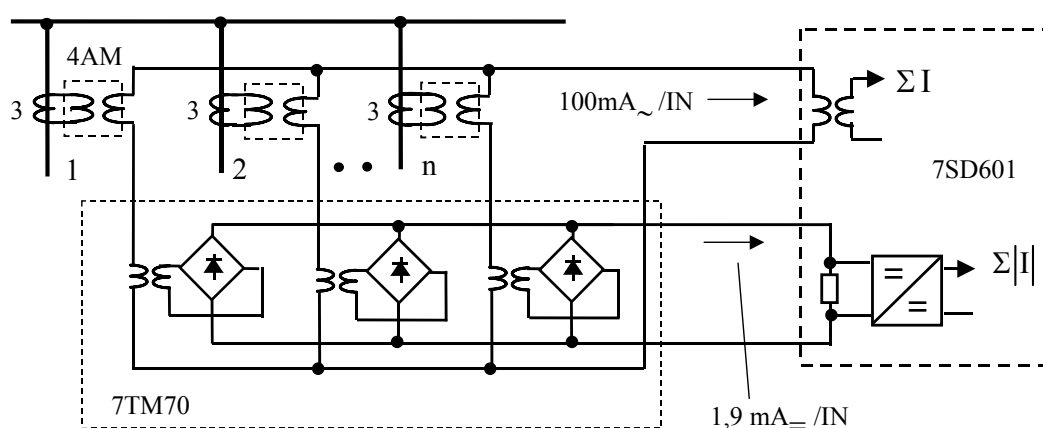


Рис. 10.4: Цифровое устройство защиты сборных шин 7SS600

Три вторичных тока ТТ трансформируются через промежуточные ТТ (обычно через суммирующие ТТ, см. раздел 3.3.2) для уменьшения их значения (100 мА при номинальном токе). Токи протекают через измерительный вход устройства

защиты как суммарный ток. Ток торможения формируется модулями выпрямления (7TM70) и поступают в устройство как пульсирующий постоянный ток. Для обеспечения гальванической развязки используется трансформатор постоянного тока. Дальнейшая обработка векторной суммы ΣI и суммы абсолютных значений $\Sigma |I|$ производится алгоритмами цифровой обработки (устройство защиты 7SS601).

Критерий срабатывания незначительным образом изменен по сравнению с критерием срабатывания защиты, построенной на традиционной элементной базе. Срабатывание происходит при выполнении двух условий:

$$I_{Op} > I_{DIFF} \text{ и } I_{Op} > k \cdot I_{Res} \quad (10-4)$$

Указанные условия дают прямую линию, проходящую через начало координат, для области торможения характеристики срабатывания (рис. 10-5):

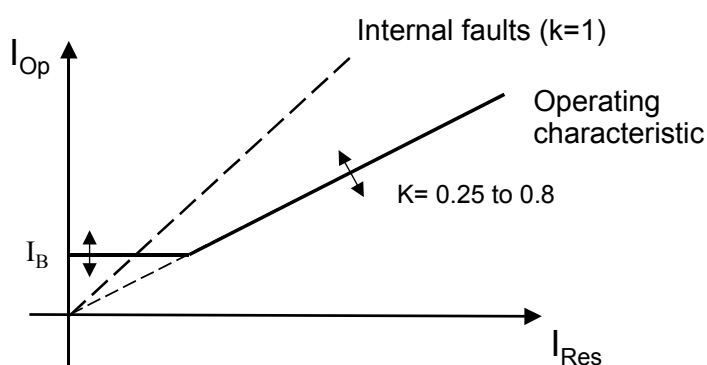


Рис. 10-5: Характеристика срабат. 7SS600

Значение уставки параметра k зависит от характеристик ТТ. Стандартным значением является значение $k=0.6$. Указанное требует трансформации тока без насыщения в течение 4 мс. Таким образом, постоянная системы не может быть больше, чем 300 мс. Обеспечение малых времен срабатывания (минимум 15 мс) требует реализации цифровой обработки измеряемых величин.

Пульсирующий ток торможения, поступающий в устройство защиты, сглаживается алгоритмами фильтрации. Указанное является эквивалентом мгновенному заряду конденсатора с последующим разрядом с некоторой выдержкой времени равной постоянной времени 60 мс.

Для выполнения условия срабатывания выпрямленный рабочий ток должен превысить сглаженный ток торможения по трем последовательным выборкам:

$$I_{Op} > k \cdot I_{Res}.$$

Преимуществом такого алгоритма измерения является работа стабильная устройства в режиме глубокого насыщения ТТ. Это показано на примере далее (раздел 10.2).

Применение защиты

Частично цифровое устройство защиты 7SS600 реализует централизованную защиту, как и статическое аналоговое устройство защиты 7SS10. Это означает, что вспомогательные блоки с модулями стабилизации и реле схемы контроля положения разъединителей располагаются рядом с устройством защиты. Тем самым, токи всех присоединений должны быть направлены в центр расположения устройства защиты. При применении одной системы измерения суммирующие ТТ, однако, могут быть установлены непосредственно на ОРУ для обеспечения возможности передачи однофазного суммарного тока (уровнем в 100 мА) устройству защиты на релейный щит при помощи двухжильного кабеля. Таким образом, обеспечивается малая нагрузка на измерительные ТТ.

Система защиты 7SS600 (обладающая незначительной стоимостью) в версии с использованием суммирующего ТТ широко применяется на подстанциях среднего уровня напряжения, а также на простых подстанциях ВН. В принципе она также может быть использована с реализацией “пофазных измерений”. На больших станциях и на объектах СВН применяется децентрализованная защита 7SS52 с выполнением пофазных измерений и встроенной функцией УРОВ (см. раздел 10.1.2).

Требования, предъявляемые к ТТ, являются умеренными (требуется обеспечить трансформацию тока без насыщения в течение 4 мс) и время срабатывания защиты составляет менее одного периода промышленной частоты (минимум 15 мс).

При использовании версии защиты, использующее суммирующие ТТ, необходимо учесть следующее:

- Чувствительность срабатывания защиты различается для различных видов КЗ.
- При возникновении двойных замыканий на землю при одностороннем питании может иметь место значительное торможение (см. раздел 3.3.2). Схожая ситуация может иметь место при однофазных КЗ на землю, если трансформаторы со стороны нагрузки заземлены. Это иллюстрируется на следующем примере.

Пример 10-1: Значительное торможение в случае использования модификации защиты с суммирующим ТТ

Дано: В сети, конфигурация которой представлена далее (рис. 10.6), происходит однофазное КЗ.

Задача: Будет ли происходить срабатывание модификации защиты 7SS600 с суммирующим ТТ?

Решение: Сначала рассматривается наихудший вариант, которым является повреждение в фазе L2 (наименьший суммарный ток):

$$I_{M-A} = 2 \cdot I_{L1} + 1 \cdot I_{L3} + 3 \cdot I_E = 2 \cdot (-I_F) + 1 \cdot (-I_F) + 3 \cdot 0 = -3 \cdot I_F$$

$$I_{M-B} = 2 \cdot I_{L1} + 1 \cdot I_{L3} + 3 \cdot I_E = 2 \cdot I_F + 1 \cdot I_F + 3 \cdot 3I_F = +12 \cdot I_F$$

Таким образом, имеем следующие рабочий и тормозной токи:

$$I_{Op} = |I_{M1} + I_{M2}| = 9 \cdot I_F$$

$$I_{Res} = |I_{M1}| + |I_{M2}| = 15 \cdot I_F$$

$$\text{Их соотношение: } I_{Op} / I_{Res} = 9/15 = 0.6$$

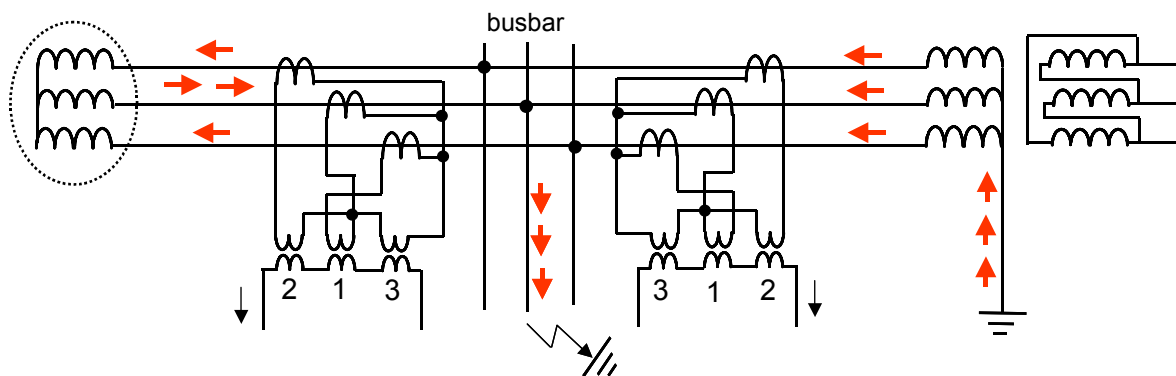
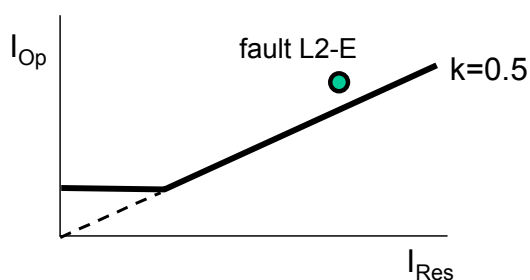


Рис. 10-6: Действие защиты 7SS600

Для повреждений в других фазах:

$$\text{КЗ L1-E: } I_{Op} = 3 + 12 = 15, I_{Res} = 3 + 12 = 15, I_{Op}/I_{Res} = 1$$

$$\text{КЗ L3-E: } I_{Op} = 0 + 12 = 12, I_{Res} = 0 + 12 = 12, I_{Op}/I_{Res} = 1$$



Повреждение L2-E является наихудшим случаем, как ожидалось. Коэффициент торможения не может быть установлен превышающим 0.5 для обеспечения надежности срабатывания в данных условиях. Также необходимо выполнить выбор ТТ с соответствующими характеристиками.

Рис. 10-7: Результат примера 10-1

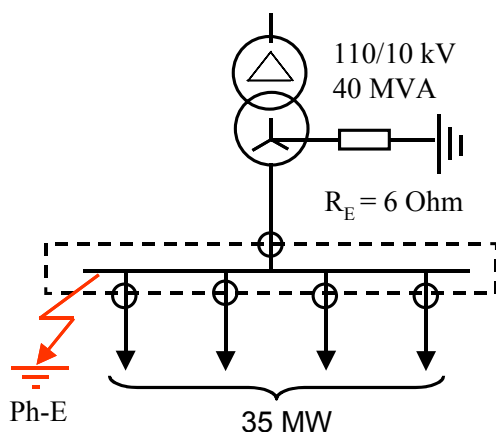
Действие защиты в системах с принятыми мерами ограничения тока КЗ на землю

Суммирующий ТТ при нормальном его подключении обеспечивает повышенную чувствительность при КЗ на землю благодаря учитываемому весовому коэффициенту, равному 3.

Указанное иллюстрируется на следующем примере:

Пример 10-2: КЗ в системе с принятыми мерами по ограничению токов КЗ на землю

Дано: Станция среднего напряжения с резистивным заземлением нейтрали (рис. 10.8).



$$I_L = \frac{35 \text{ MVA}}{10 \text{ kV} \cdot \sqrt{3}} = 2 \text{ kA}$$

$$I_E = 10 / \sqrt{3} \text{ kV} / 6 \Omega \approx 1 \text{ kA}$$

Рис. 10-8: Конфигурация системы для примера 10-2

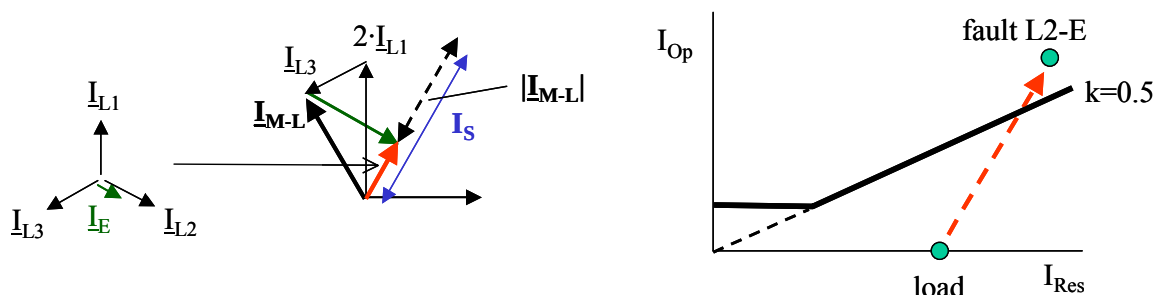


Рис. 10-9: КЗ на шинах в системе с резистивно-заземленной нейтралью

Задача: Будет ли происходить срабатывание защиты при КЗ L2-E?

Решение: Было выбрано повреждение L2-E потому что ток однофазного КЗ в этом случае дает минимальное значение суммарного тока. Его отношение к симметричному трехфазному току равно:
 $I_{M-L2-E} = \sqrt{3} \cdot I_{M-3-Ph}$. Суммарный ток со стороны питания получается из суперпозиции тока КЗ на землю и протекающего тока нагрузки. Графическое изображение данной ситуации представлено на рис. 10-9).

Суммарный ток, который соответствует трехфазному току нагрузки 2 kA - ток I_{M-L} . К нему добавляется составляющая суммарного тока, соответствующая току КЗ на землю. Он имеет значение $I_{M-L2} = \sqrt{3} \cdot 1 \text{ kA}$ и направлен в ту же сторону, что и ток нагрузки в фазе L_2 . Результирующий суммарный ток на питающем конце, тем

10. Дифференциальная защита сборных шин

самым, составляет $I_{M1} = 1/2 \cdot I_{M-L}$. Со стороны нагрузки сумма токов нагрузки дает $I_{M2} = I_{M-L}$. Таким образом, ток торможения равен: $= |I_{M1}| + |I_{M2}| = 3/2 \cdot I_{M-L} = 3 \text{ кА}$. Рабочий ток соответствует току замыкания на землю и составляет: $I_{Op} = |I_{M-L2}| = \sqrt{3} \cdot 1 \text{ кА}$. Отношение I_{Op}/I_{Res} равно 0.58.

При заданном коэффициенте торможения равном 0.5 срабатывание защиты произойдет, как показано на рис. 10-9.

10.1.2 Полностью цифровое устройство защиты 7SS52 [10-11 и 10-12]

Данное устройство защиты является полностью цифровым и состоит из центрального устройства и децентрализованных устройств присоединений (рис. 10-10). Обмен данными между устройствами осуществляется по ВОЛС. Информация о значениях измеряемых величинах и положениях разъединителей, получаемая устройствами присоединений, передается центральному устройству, в котором затем производится обработка данных согласно принципу функционирования дифференциальной защиты. В обратном направлении осуществляется последовательная передача команд отключения выключателям соответствующих присоединений.

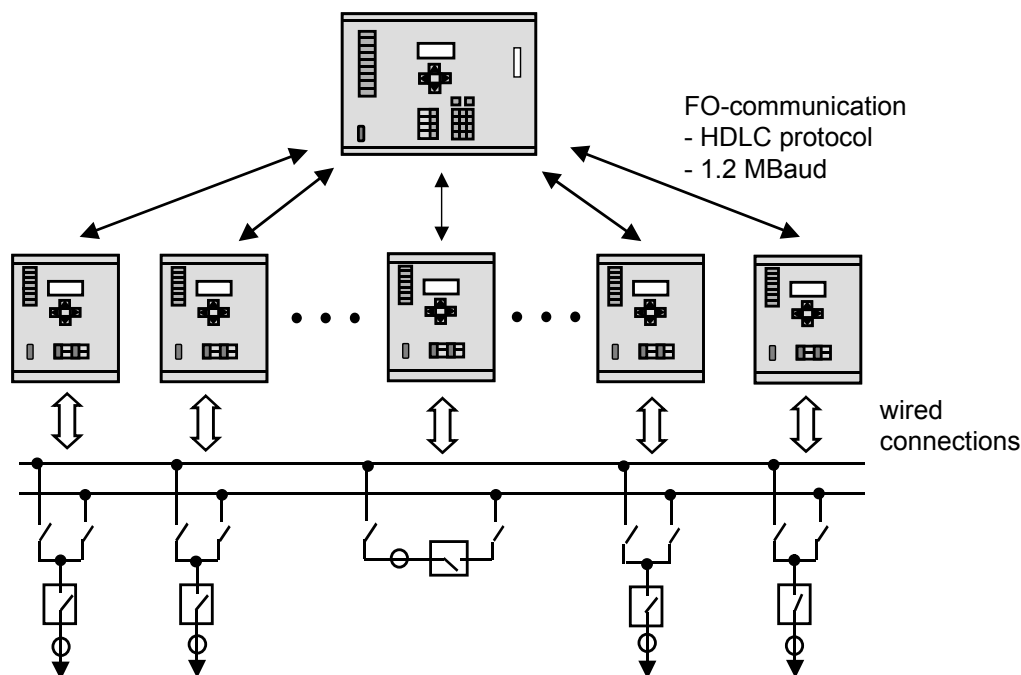


Рис. 10-10: Система дифференциальной защиты 7SS52

Данный принцип построения системы защиты обладает преимуществом на больших подстанциях, поскольку устройства присоединений могут быть установлены непосредственно в шкафу управления присоединением, тем самым сокращается общая протяженность кабельных связей между измерительными ТТ и защитой. В особых случаях – на больших подстанциях – устройства присоединения могут устанавливаться непосредственно на ОРУ в шкафу рядом с коммутационным оборудованием.

Поскольку частота дискретизации для данной защиты составляет 1 кГц (20 выборок в период) и поскольку синхронно измеренные значения обрабатываются в центральном устройстве в реальном времени (сравнение производится каждую мс), необходимо обеспечение очень высокой скорости передачи данных по ВОЛС (1.2 Мбод). Передача данных является синхронной, с обеспечением высокой надежности передачи данных (протокол HDLC, расстояние $d = 8$). Длина оптических кабелей допускается равной до 1.5 км.

Конфигурация

Защита осуществляет пофазную обработку измеренных величин и реализуема при следующей максимальной конфигурации:

- Тройная система шин с обходной или четверная система шин,
- 48 присоединений,
- 12 секций шин.

Адаптация к имеющейся конфигурации шин и другим выдвигаемым требованиям защиты может произведена при помощи соответствующего редактора (схожей по структуре с программами серии CAD) на ПК (программа DIGSI). Стандартные элементы первичной схемы (присоединения, ШСВ, СВ) представлены в библиотеке данных программы. Требуемый набор уставок для сконфигурированной конфигурации формируется автоматически [10-13].

Алгоритм измерений

Данное устройство дифференциальной защиты является полностью цифровым и включает программную функцию контроля положения разъединителей шин, поэтому, в данном случае, не требуется использования каких-либо дополнительных реле. Информация о токах обрабатывается в цифровом виде сравнением мгновенных их значений каждую мс. Таким образом, достигаются крайне малые времена срабатывания защиты равные приблизительно 15 мс (включая время срабатывания выходного реле отключения устройства защиты).

Принцип работы устройства точно такой же, как и устройства 7SS600, однако осуществляется полностью цифровая их обработка, выравнивание и оценка. Идентификация внешних КЗ производится всего лишь по двум выборкам, поэтому требуемое время работы ТТ без насыщения составляет 3 мс и этого времени достаточно для того, чтобы определить внешним или внутренним является возникшее повреждение. В случае возникновения внутреннего КЗ, сопровождающегося протеканием значительного тока по одному из присоединений, команда отключения формируется после дублированной оценки трех выборок от каждого присоединения.

Характеристика срабатывания защиты соответствуют таковой устройства 7SS600. Возможным является опциональное задание характеристики, предназначенной для обнаружения замыканий на землю (рис. 10-11). При этом также осуществляется контроль дополнительного критерия (обычно контроль превышения порогового значения по напряжению нулевой последовательности - $U_0 >$) для обеспечения срабатывания защиты по данной чувствительной характеристике только при возникновении замыканий на землю, сопровождающихся протеканием незначительных токов повреждения.

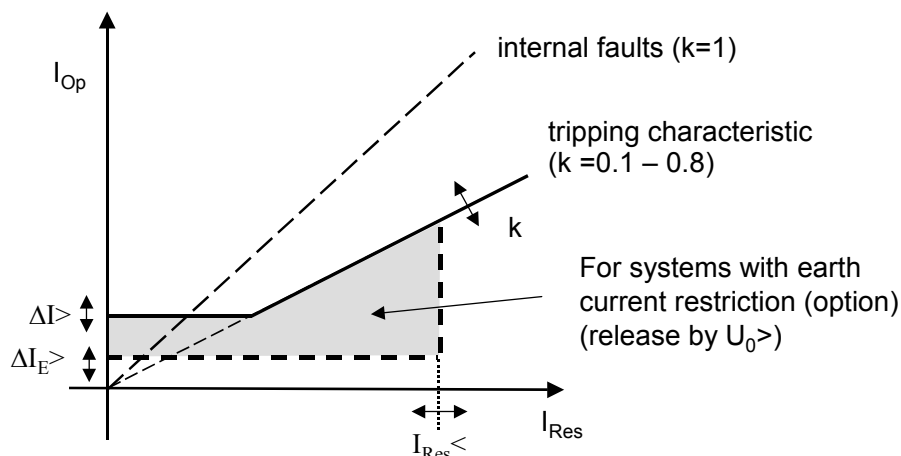


Рис. 10-11: Характеристика срабатывания защиты 7SS52

Зона пускового органа защиты

Применение пускового органа, зона которого охватывает всю систему шин, повышает надежность несрабатывания защиты при возникновении нарушений работы функции контроля положения разъединителей шин (рис. 10-12).

В прошлом пусковой орган использовался только с высокоомной дифференциальной защитой. В этом случае пусковым органом обрабатывалась информация о токах, поступающих от специально выделенных сердечников ТТ, и, таким образом, формировалась отдельная система. Отключающие контакты пускового органа и избирательных органов включались последовательно.

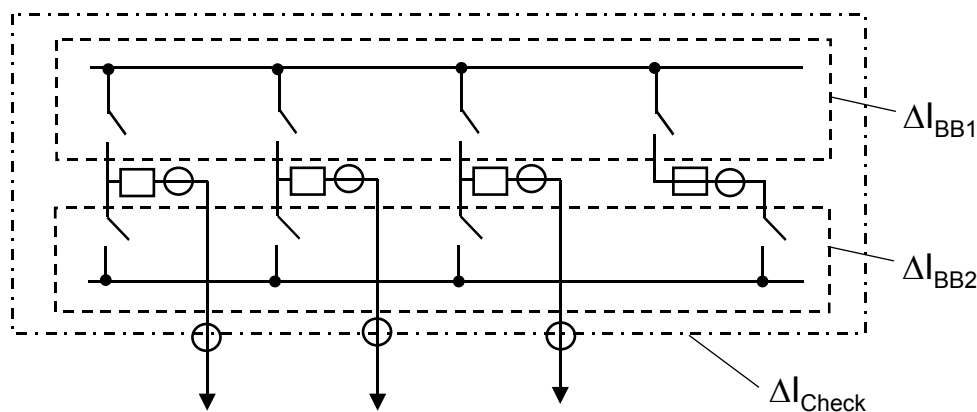


Рис. 10-12: Зона, охватываемая пусковым органом защиты

При реализации «нормальной» дифференциальной защиты на традиционной элементной базе пусковой орган применялся в исключительных случаях из-за значительных затрат. В цифровом устройстве защиты 7SS52, напротив, пусковой орган является дополнительным критерием срабатывания, поскольку он реализован программным образом в качестве интегрированной функции.

На подстанции с несколькими системами шин при их раздельной работе и при возникновении повреждения на одной из них, нагрузочный ток, протекающий по шине (шинам), которая не является (являются) поврежденной (поврежденными) выступает в качестве дополнительной тормозной величины для ПО. В тяжелых

нагрузочных режимах и при малых токах повреждения указное может привести к чрезмерному торможению и, соответственно, к несрабатыванию защиты в условиях, когда это необходимо.

Схожая ситуация может иметь место, когда шины соединены через два присоединения через смежную станцию. В этом случае ток КЗ может протекать со стороны питания через неповрежденную шину к смежной станции и затем назад на к поврежденной шине. Ток торможения, в таком случае, будет представлять собой сумму тока КЗ, что опять же приводит к чрезмерному торможению защиты.

При использовании цифрового устройства защиты 7SS52 указанная проблема чрезмерного торможения была решена специальным алгоритмом формирования тока торможения. Токи, втекающие в зону ПО (подстанцию) и вытекающие из нее суммируются отдельно согласно своему направлению протекания. Затем для торможения используется меньшая сумма (рис. 10-13).

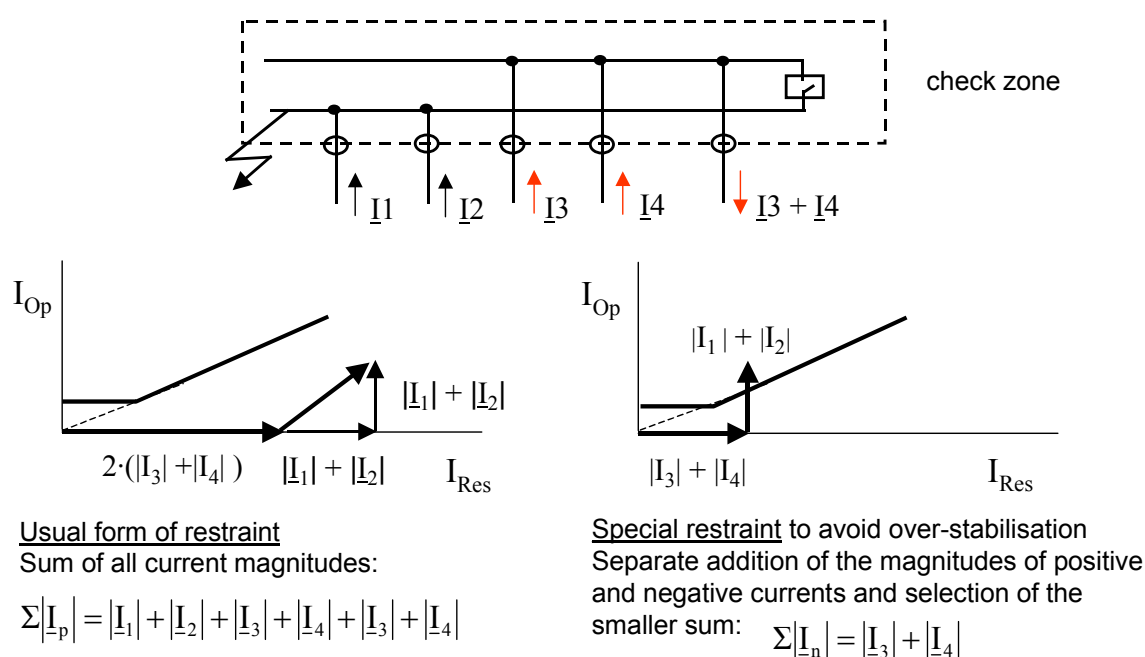


Рис. 10-13: Торможение, реализованное в устройстве 7SS52:
Специальный алгоритм для исключения чрезмерного торможения

Повреждение в зоне между ШСВ и ТТ

При возникновении КЗ в зоне между ШСВ и ТТ необходимо принятие специальных мер для обеспечения селективности действия защиты. Необходимо различать следующие случаи: ТТ только на одной стороне выключателя, ТТ с двух сторон выключателя. Также необходимо рассматривать ситуации возникновения КЗ, когда выключатель включен и отключен.

Информация о состоянии ШСВ может поступать в устройство дифференциальной защиты через дискретный вход. Указанный дискретный вход необходимо использовать, поскольку в этом случае действие дифференциальной защиты и функции УРОВ будет автоматическим образом адаптироваться согласно текущему состоянию выключателя. Таким образом, предоставляется возможным обеспечить селективность защиты при возникновении КЗ в «мертвой зоне», что продемонстрировано на следующих примерах.

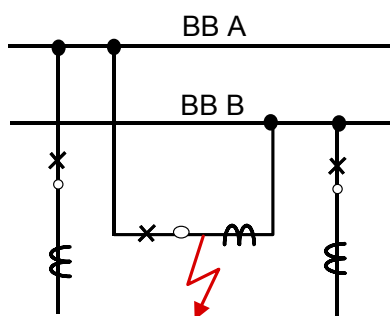


Рис. 10-14

ТТ установлены на одной стороне, ШСВ включен:

- Дифференциальная защита системы шин А (ДЗШ А) обнаруживает внутреннее повреждение и отключает систему шин А и ШСВ.
- После отключения ШСВ функция УРОВ по истечении своей выдержки времени (T_{BFP}) действует на изменение по фазе тока цепи ШСВ на 180 градусов для ДЗШ В. В результате этого также производится отключение всех питающих присоединений системы шин В.
- Если в устройство защиты через соответствующий дискретный вход поступает информация о состоянии ШСВ, ДЗШ системы шин В после отключения ШСВ без какой-либо выдержки времени подействует на отключение всех питающих присоединений этой системы шин, поскольку в этом случае обнуляется ток цепи ШСВ при обработке значений токов алгоритмом ДЗШ. При этом также приостанавливается набор выдержки времени функции УРОВ (T_{BFP}).

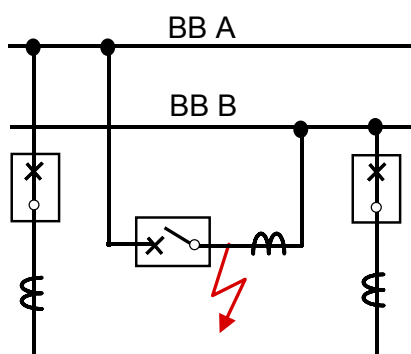


Рис. 10.15

ТТ установлены на одной стороне, ШСВ отключен

а) Информация о положении ШСВ не поступает в устройство защиты (цепи блок-контактов ШСВ не подключены к дискретным входам устройства):

- ДЗШ системы шин А излишне действует на отключение выключателей всех питающих присоединений системы шин А.
- ДЗШ системы шин В фиксирует внешнее КЗ и действует на отключение питающих присоединений системы шин В лишь по истечении выдержки времени функции УРОВ T_{BFP} .

б) Информация о положении ШСВ поступает в устройство (цепи блок-контактов ШСВ подключены к дискретным входам устройства):

- ДЗШ системы шин А не действует на отключение питающих присоединений системы шин А, поскольку ток в цепи ШСВ при обработке значений всех то-

10. Дифференциальная защита сборных шин

ков алгоритмом ДЗШ системы шин А обнуляется (ШСВ считается отключенным).

- ДЗШ системы шин В действует на отключение всех питающих присоединений системы шин В без выдержки времени, поскольку ток в цепи ШСВ при обработке значений токов алгоритмом ДЗШ системы шин В также обнуляется, когда ШСВ отключен.

ТТ установлены с двух сторон, ШСВ включен

- Зоны действия ДЗШ системы шин А и ДЗШ системы шин В перекрещиваются.
- ДЗШ системы шин А и ДЗШ системы шин В отключают шины без выдержки времени.
- Производится отключение обеих систем шин.

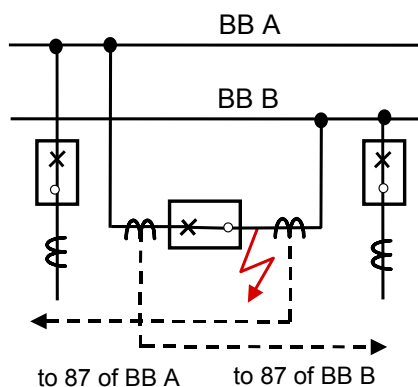


Рис. 10-16

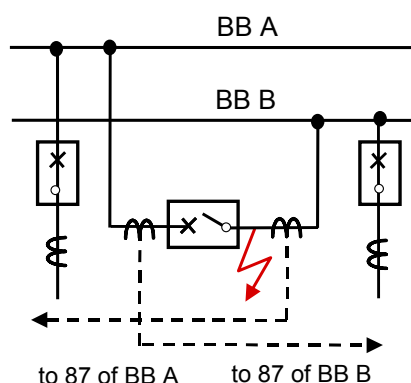


Рис. 10.17

ТТ установлены с двух сторон, ШСВ отключен

Зоны действия ДЗШ системы шин А и ДЗШ системы шин В перекрещиваются.

А) Информация о положении ШСВ не поступает в устройство (цепи блок-контактов ШСВ не подключены к дискретным входам устройства):

- ДЗШ системы шин А без выдержки времени действует на отключение всех питающих присоединений системы шин А.
- Отключение всех питающих присоединений системы шин В производится функцией УРОВ (перефазировка тока цепи ШСВ) по истечении выдержки времени T_{BFP} .

В) Информация о положении ШСВ поступает в устройство (цепи блок-контактов ШСВ подключены к дискретным входам устройства):

- ДЗШ системы шин В действует на отключение всех питающих присоединений системы шин В, поскольку ток в цепи ШСВ обнуляется при обработке зна-

10. Дифференциальная защита сборных шин

чений токов алгоритмом ДЗШ системы шин В, когда выключатель отключен.

- ДЗШ системы шин А не действует на отключение питающих присоединений системы шин А.

Функция УРОВ

Основной принцип работы тот же самый, что и при реализации классической функции УРОВ:

На каждом выключателе токовое реле ($I >$) контролирует прекращение протекания тока через заданное время (например, через 150 мс) при наличии сигнала отключения. Если ток в цепи выключателя продолжает протекать по истечении заданного времени, производится отключение выключателей всех питающих присоединений командой отключения от защиты шин.

Устройство защиты 7SS52 обладает дополнительной функцией УРОВ, которая позволяет осуществлять селективное отключение той системы шин, к которой примыкает присоединение с отказавшим выключателем, при учете положения разъединителей. В случае возникновения внутреннего КЗ на шинах, сопровождающегося наложением отказа выключателя питающего присоединения, устройство 7SS52 формирует команду телеотключения выключателя противоположного конца присоединения. Для этой цели должен быть доступен надежный канал передачи данных.

При реализации УРОВ необходимо рассмотрение двух вариантов:

1) Функция УРОВ, обеспечиваемая устройством присоединения

В этом случае устройство присоединения контролирует возникновение условий пуска УРОВ, например, при использовании функции УРОВ, интегрированной в цифровое устройство защиты присоединения. Устройство защиты сборных шин используется для селективного распределения сигналов отключения выключателей присоединений системы шин, к которому примыкает поврежденное присоединение с отказавшим выключателем (рис. 10-18). Для исключения ложного действия УРОВ формирование команды отключения выключателей питающих присоединений системы шин осуществляется по двум каналам, например, в качестве второго критерия может выступать критерий срабатывания защиты присоединения (сигнал от пусковых органов устройства защиты присоединения).

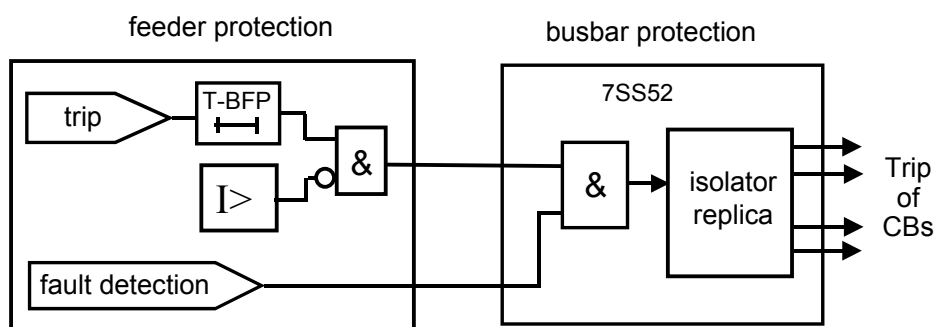


Рис. 10-18: Использование функции УРОВ защиты присоединения

2) Использование функции УРОВ, интегрированной в устройство защиты сборных шин

В данном случае устройство защиты присоединения передает сигнал отключения выключателя линии в устройство защиты шин (7SS52), которое обладает интегрированной функцией УРОВ. Для исключения ложных срабатываний УРОВ пуск УРОВ также осуществляется по двум критериям (рис. 10-19). Отключение питающих присоединений системы шин производится дестабилизацией ДЗШ. Другими словами, обеспечивается срабатывание ДЗШ перефазировкой тока поврежденного присоединения (имитация внутреннего КЗ). Указанное является преимуществом, поскольку в данном случае работает алгоритм измерения ДЗШ, являясь дополнительным критерием срабатывания функции УРОВ и исключая ложные срабатывания функции УРОВ.

Время возврата команд отключения от защиты присоединения в данном случае не имеет значения. Если выключатель успешно отключится, а команда отключения от защиты присоединения не снимется, ложной работы функции УРОВ производиться не будет, поскольку ток КЗ перестанет протекать и алгоритм работы ДЗШ не сформирует команды на отключение системы шин. Размагничивающий ток (апериодический), который значителен в ТТ с линеаризованным сердечником и который может стать причиной ложного срабатывания алгоритма срабатывания ДЗШ подавляется алгоритмом фильтрации.

Для обеспечения правильного функционирования функции УРОВ в случае протекания незначительных токов повреждения в дифференциальной защите применяется более чувствительная характеристика срабатывания, которая вводится после перефазировки тока поврежденного присоединения. Меньшие порог срабатывания и коэффициент торможения могут быть выбраны для этой

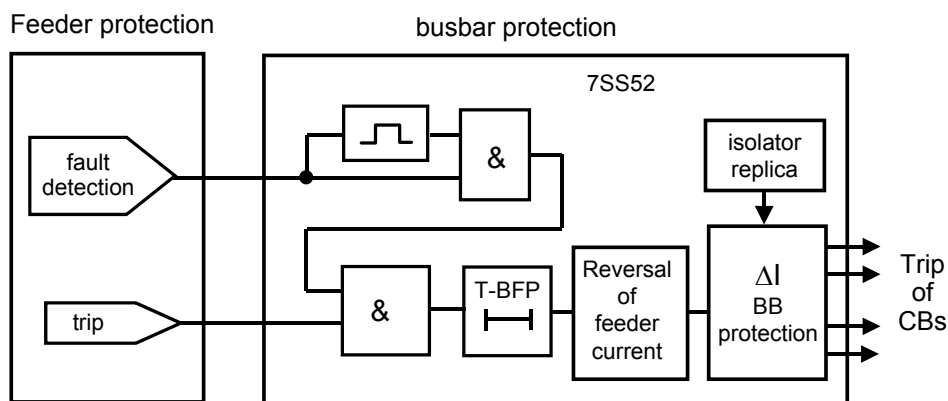


Рис. 10-19: Функция УРОВ в составе устройства защиты 7SS52

характеристики.

10.2 Действие цифрового устройства защиты сборных шин в условиях насыщения ТТ и требования к характеристикам ТТ

Алгоритмы функционирования полностью цифрового устройства защиты 7SS52 и частично цифрового устройства защиты 7SS600 абсолютно идентичны. Ток торможения является выпрямленным максимальным значением суммы амплитуд токов $I_{Res} = |I_1| + |I_2|$, а рабочий ток является невыпрямленной амплитудой

векторной суммы токов $I_{Op} = |I_1 + I_2|$ (рис. 10-20). Для срабатывания мгновенные значения рабочего тока должны в течение незначительного времени (в устройстве 7SS5 по крайней мере 3 выборки, т.е. в течение 3-4 мс) превысить значение выпрямленного тока торможения, взятого с некоторым: $I_{Op} > k \cdot I_{Res}$.

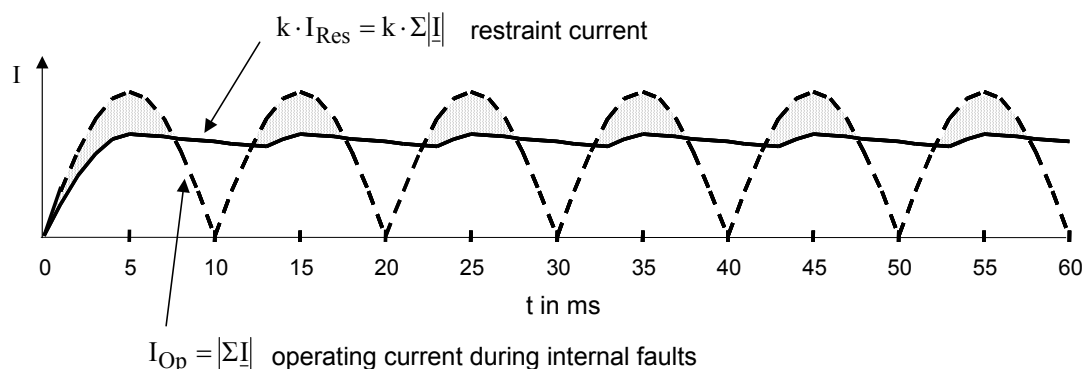


Рис. 10-20: Измеряемые величины при внутреннем КЗ (без насыщения ТТ)

При разработке алгоритма функционирования защиты рассматривалась и ситуация с насыщением ТТ, которое может произойти спустя незначительное время по причине суммирования токов всех питающих присоединений. Принцип работы алгоритма, использующего дополнительное торможение в случае насыщения ТТ (детектор насыщения) и логика выполняемых измерений были приведены в разделе 4.2.4.

Далее будет рассмотрено действие защиты в случае насыщения измерительных ТТ, а также будут рассмотрены требования предъявляемые к измерительным ТТ.

В начале будет рассмотрено внешнее КЗ, сопровождающееся насыщением ТТ (рис. 10-21). Как видно, несмотря на глубокое насыщение ТТ, отключения системы шин производиться не будет, поскольку ток торможения будет превышать рабочий ток (разница токов ΔI отрицательна!).

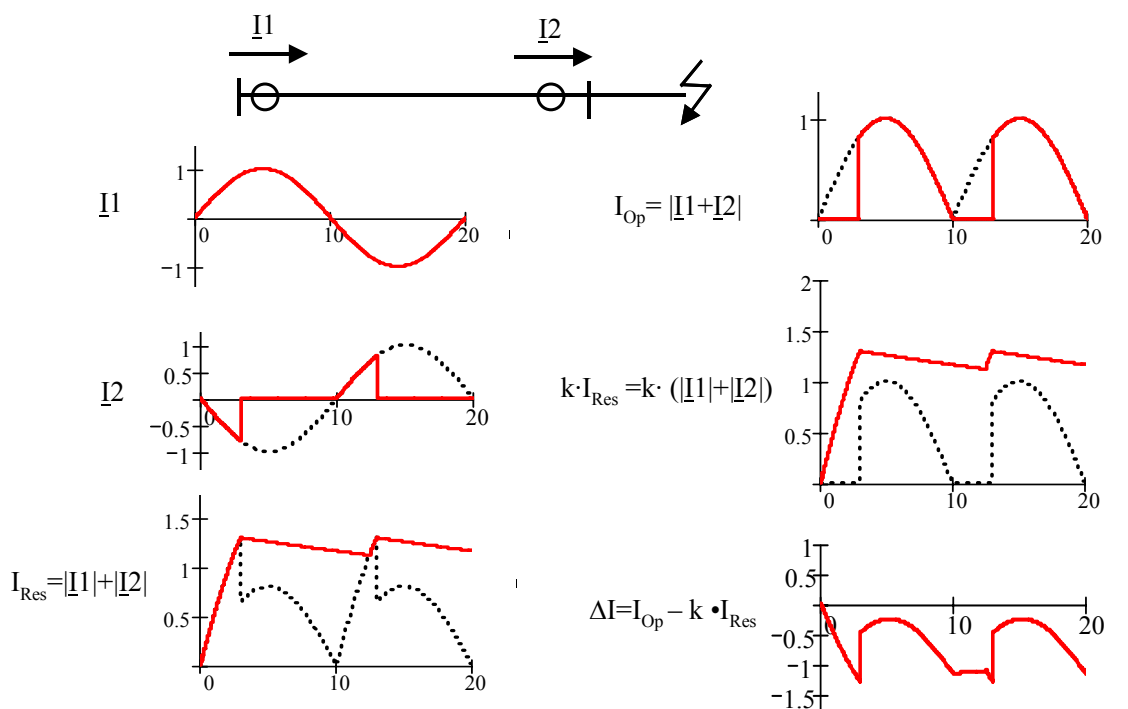


Рис. 10-21: Стабильность функционирования защиты при насыщении ТТ

Требуемая номинальная кратность ТТ (коэффициент запаса) при симметричном токе КЗ (апериодическая составляющая отсутствует) зависит от установленного значения коэффициента торможения и может быть вычислена.

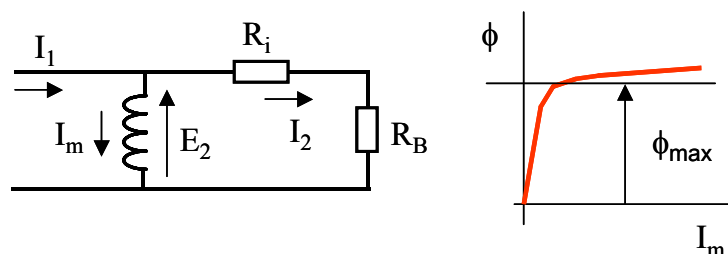


Рис. 10-22: Эквивалентная схема замещения ТТ

Для этой цели необходимо проанализировать работу ТТ при насыщении: Магнитный поток в ТТ пропорционален площади под кривой наведенной ЭДС $e_2(t)$ (в зависимости ее от времени):

$$\Phi = \text{prop.} \int e_2(t) \cdot dt = (R_i + R_B) \int i_2(t) \cdot dt \quad (10-5)$$

Максимальное значение магнитного потока, до достижения насыщения, соответствует максимальной ЭДС, которая возникает при периодической составляющей напряжения в соответствии с рабочей кратностью ALF' (см. раздел 5.1).

$$\Phi_{max.} = \text{prop.} \int_0^{180^\circ} ALF' e_{2N}(x) \cdot dx = (R_i + R_B) \cdot \int_0^{180^\circ} ALF' i_{2N}(x) \cdot dx \quad (10-6)$$

$$\Phi_{\max.} = \text{prop.} (R_i + R_B) \cdot ALF' \cdot \hat{I}_{2N} \cdot \int_0^{180^\circ} \sin x \cdot dx = (R_i + R_B) \cdot ALF' \cdot \hat{I}_{2N} \cdot 2 \quad (10-7)$$

Если ток КЗ превышает $ALF' \cdot I_N$, тогда доступного изменения магнитного потока недостаточно и ТТ насыщается.

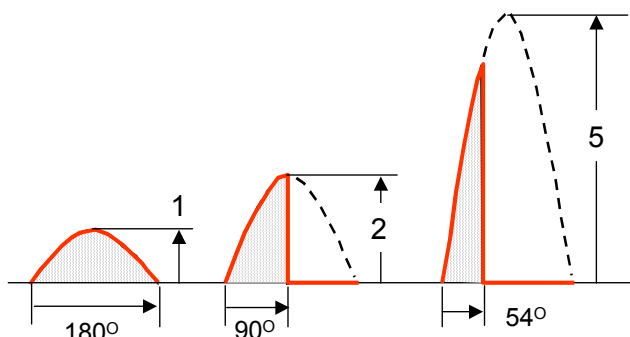


Рис. 10-23: Момент насыщения в зависимости от амплитуды тока

Насыщение происходит тогда, когда покрывается площадь под кривой напряжения (в зависимости от времени), соответствующая магнитному потоку $\Phi_{\max}$ (рис. 10-23). При наличии периодической составляющей тока КЗ в 5 раз большей, чем предельный ток, определяемый рабочей кратностью ALF' , насыщение произойдет через 54° или 3 мс. Момент x , в который происходит насыщение, может быть определен через ток

КЗ согласно следующему соотношению:

$$\hat{I}_{2F} \cdot 2 \cdot k \cdot \int_0^x \sin x \cdot dx = ALF' \cdot \hat{I}_{2N} \cdot \int_0^{180^\circ} \sin x \cdot dx$$

$$\frac{I_{2F}}{I_{2N}} = ALF' \cdot \frac{2}{\int_0^x \sin x \cdot dx}$$

Допустимый коэффициент перегрузки ТТ (OBF), в зависимости от времени работы без насыщения, равен:

$$OBF = \frac{I_F / I_N}{ALF'} = \frac{2}{\int_0^x \sin x \cdot dx} \quad (10-8)$$

Указанное выражение теперь может быть использовано для определения значения коэффициента торможения, в зависимости от номинальной предельной кратности ТТ.

Условия стабильности работы могут быть получены из рис. 10-24:

$$I_{Op} < k \cdot I_{Res}, \text{ i.e. } I_F < k \cdot 2 \cdot I_F \cdot \sin x \text{ or } \sin x > \frac{1}{2 \cdot k} \quad (10-9)$$

Выражение (10-8) теперь может быть объединено с выражением (10-9) для получения следующего соотношения:

$$k > \frac{OBF}{4 \cdot \sqrt{OBF - 1}} \quad \text{или} \quad k > \frac{1}{4 \cdot \sqrt{K_{TF} - K_{TF}^2}} \quad (10-10)$$

В этом случае коэффициент запаса равен: $K_{TF} = 1/OBF$ (см. раздел 5.7).

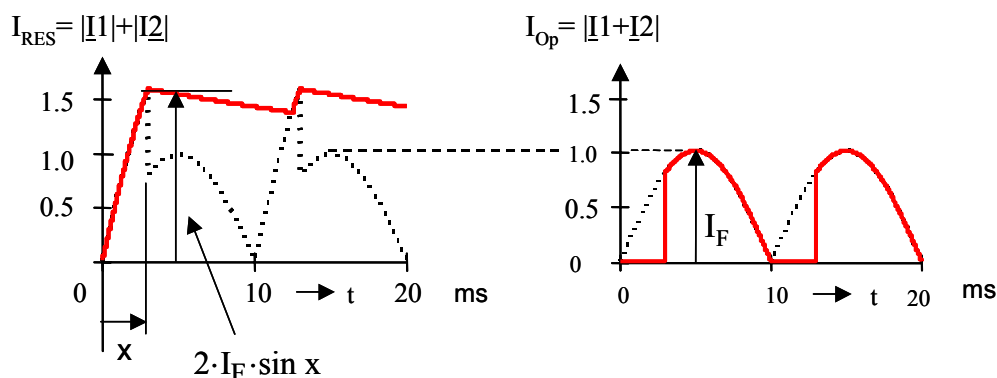


Рис. 10-24: Тормозной и рабочий токи (устройства 7SS52 и 7SS600)

Обратное также справедливо. Тем самым, при известном коэффициенте торможения может быть вычислен допустимый коэффициент перегрузки ТТ ОВФ или требуемый коэффициент запаса K_{TF} . Может быть получено следующее выражение исходя из выражения (10-10):

$$K_{TF} > \frac{1}{2} \cdot \left(1 - \sqrt{1 - \left(\frac{1}{2k} \right)^2} \right) \quad (10-11)$$

Наименьшему возможному значению $k = 0.5$ соответствует $K_{TF} > 0.5$.

При стандартном значении коэффициента торможения равном 0.65 коэффициент запаса равен $K_{TF} > 0.2$.

Примечание:

Данное условие (выражение 10-11) справедливо при обеспечении стабильности при КЗ без апериодической составляющей (при наличии лишь периодической составляющей тока КЗ). Для КЗ, содержащих апериодическую составляющую, накладывается дополнительное ограничение, согласно которому требуется обеспечение некоторого минимального времени трансформации тока ТТ без насыщения с момента возникновения КЗ (3 мс для устройства 7SS52 и 4 мс для устройства 7SS600), см. далее. Указанное соответствует коэффициенту запаса равному 0.5 для устройства 7SS52 и 0.75 для устройства 7SS600. При стандартном значении коэффициента торможения $k \geq 0.5$ критерий трансформации тока без насыщения учитывается при определении номинальной предельной кратности ТТ (см. таблицу 5-3 раздела 7.7).

Внутреннее КЗ

Для принятия решения о выполнении отключения при внутренних КЗ рабочий ток должен превышать тормозной ток. При использовании ТТ с плохими характеристиками для принятия решения о срабатывании с момента возникновения КЗ доступен незначительный промежуток времени. Тем самым, защита должна быть способна принять решения за это незначительное время для исключения

необходимости повышения требований к измерительным ТТ. Цифровые устройства защиты могут принимать решение о срабатывании за 3 мс (устройство 7SS52) или за 4 мс (устройство 7SD600) благодаря тому, что реализован алгоритм измерения и обработки мгновенных значений. Тем самым, допустимо глубокое насыщение ТТ при внутренних КЗ. Времена срабатывания составляют менее одного периода (минимум 13 мс). На рис. 10-25 представлены сигналы токов для описанного случая.

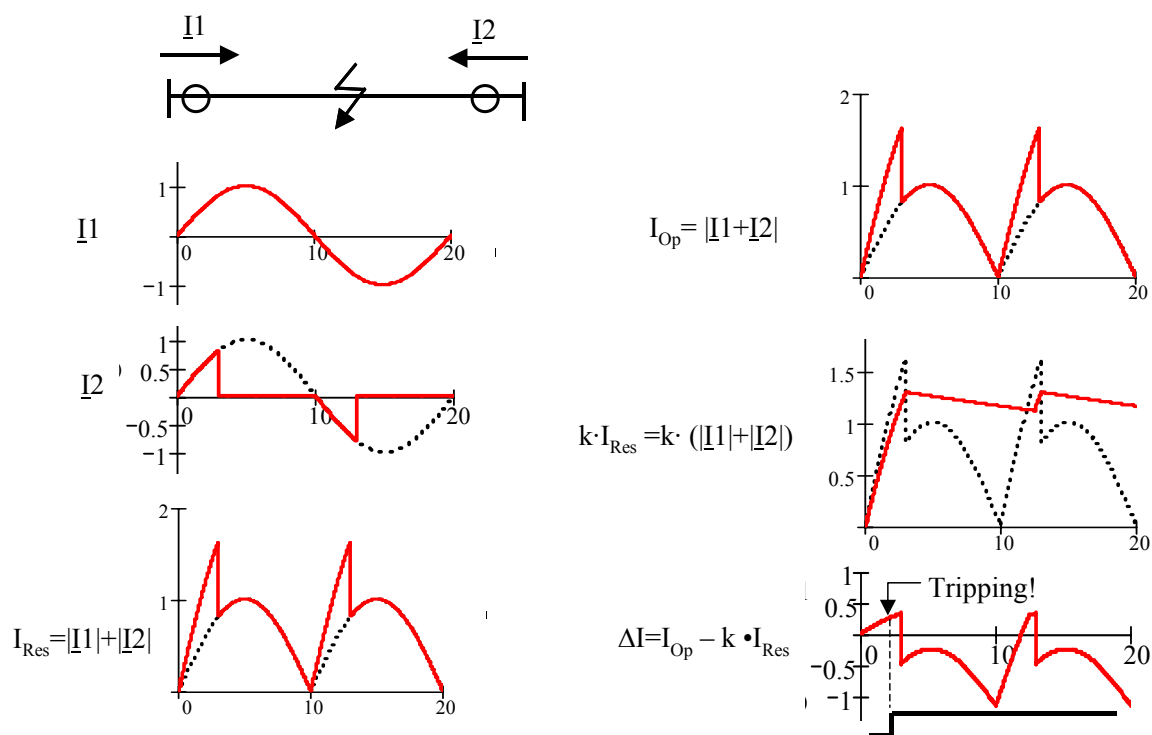


Рис. 10-25: Срабатывание защиты при внутреннем КЗ при насыщении ТТ

Внешние КЗ, включающие апериодическую составляющую

Если момент возникновения КЗ близко к моменту прохождения напряжения через нулевое значение (данный тип повреждения обычно обуславливается ударом молнии) имеют место токи КЗ с апериодической составляющей.

В результате наличия апериодической составляющей тока КЗ ТТ сильно намагничиваются в одном направлении и может иметь место глубокое их насыщение, в частности, при возникновении внешних КЗ, когда сумма токов присоединений $(n-1)$ протекает через одно присоединение к месту повреждения. В этом случае работает встроенный детектор насыщения устройства защиты. Он идентифицирует возникшее КЗ, как внешнее и осуществляет ввод режим измерения 2-из-2. Данный алгоритм был рассмотрен в разделе 4.2.4. Из-за наличия апериодической составляющей насыщение оказывает влияние на воспроизведение тока повреждения каждую вторую полуволну, поэтому защита продолжает функционировать стабильно (рис. 10-26).

На этой диаграмме видно, что рабочий ток резко возрастает выше тока торможения, взятого с некоторым коэффициентом, $k \cdot I_{Res}$ в первой полуволне. Отключения однако не происходит, поскольку детектор насыщения уже осуществил

переключение на схему измерения 2-из-2. В этом случае рабочий ток остается меньше тока торможения, поскольку постоянная времени системы не такая большая (40 мс). При больших постоянных времени рабочий ток может превышать ток торможения в течение большего времени, однако только каждую полуволну другой полярности.

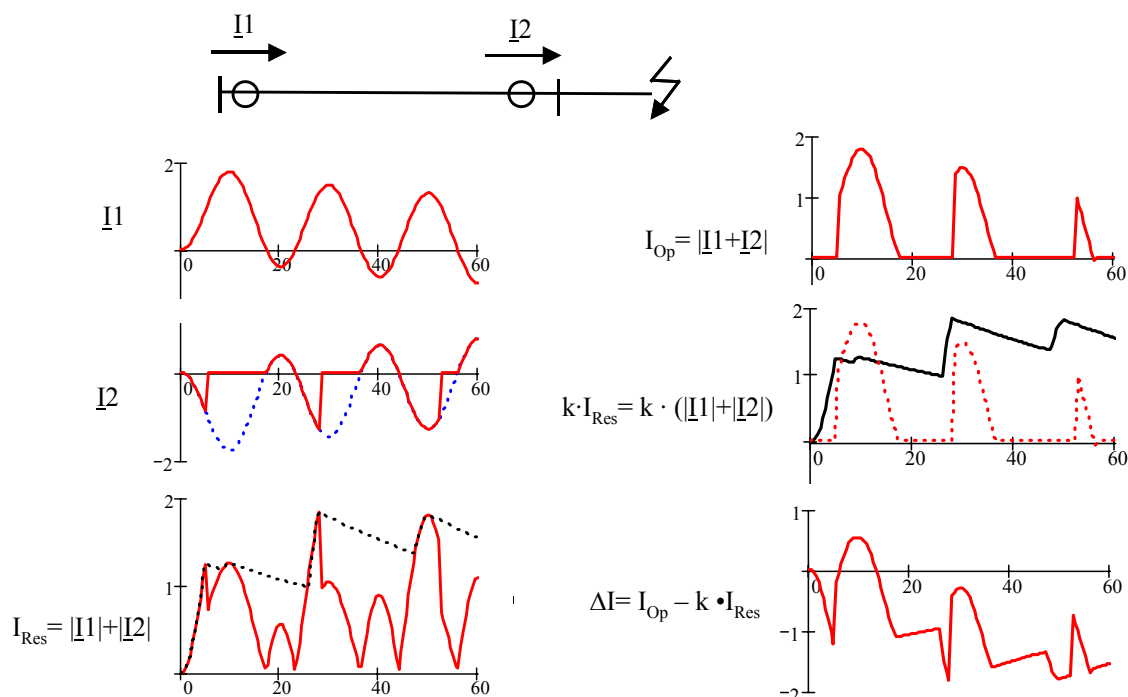


Рис. 10-26: Стабильность функционирования при внешнем КЗ при несимметричном насыщении ТТ

В разделе 5.7 было утверждено, что время трансформации тока без насыщения с момента возникновения КЗ зависит от номинальной предельной кратности ТТ. Диаграмма (рис. 10-27), представленная ниже, определяет коэффициент запаса K_{TF} в зависимости от постоянной времени системы (постоянной времени апериодической составляющей тока КЗ) T_N . Она применима для незначительных допустимых времен трансформации тока без насыщения, которые допускают цифровые устройства защиты (4 мс при использовании устройства 7SS600, 3 мс при использовании устройства 7SS5).

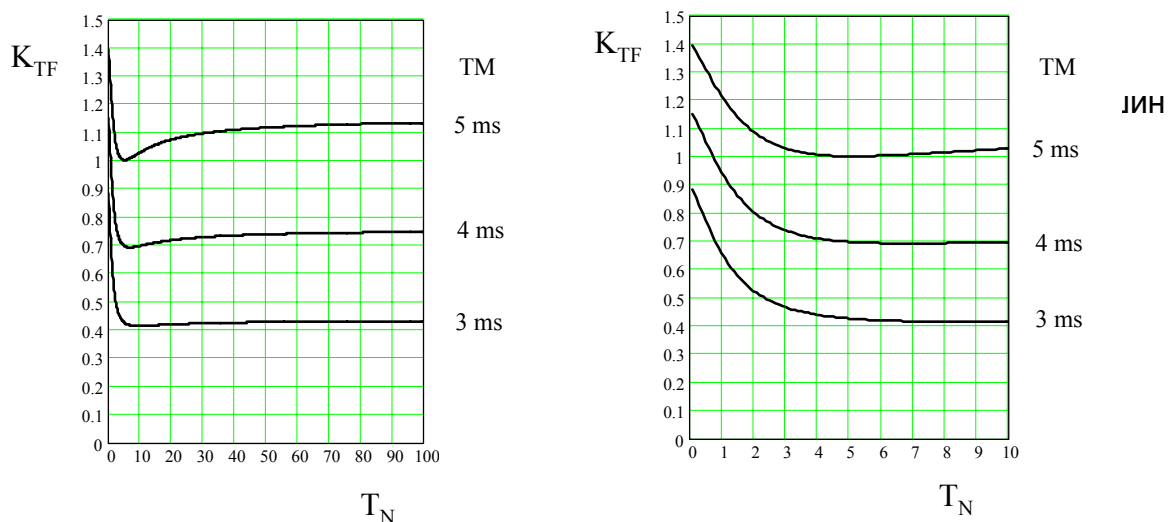


Рис. 10-27: Коэффициент запаса K_{TF} (для незначительных времен трансформации тока без насыщения) в зависимости от постоянной времени системы

Увеличение значения коэффициента запаса K_{TF} при постоянных времени системы менее 5 мс представляет собой только теоретический интерес. На практике постоянные времени превышают указанное значение, поэтому в общем случае могут быть приняты равными следующие значения коэффициента запаса в независимости от значения постоянной времени системы:

$K_{TF} \geq 0.45$ при использовании устройства 7SS5 и $K_{TF} \geq 0.75$ при использовании устройства 7SS600. Для определения данных значений был рассмотрен наиболее неблагоприятный случай возникновения КЗ.

При незначительных требуемых временах трансформации тока без насыщения самым неблагоприятным случаем является возникновение КЗ в момент прохождения кривой напряжения через нулевое значение, поскольку периодическая составляющая тока КЗ в этот момент времени имеет очень крутой уклон из-за характерного вида синусоидальной волны. Хотя при КЗ, возникающих близко к моменту прохождения напряжения через нулевое значение, характерно более медленное увеличение тока (согласно $e^{-t/T_N} - \cos \omega t$), при наличии апериодической составляющей со значительной постоянной времени будет иметь место более худшая ситуация, поскольку длительность существования повреждения увеличивается.

Внутренние КЗ, включающие апериодическую составляющую

Влияние насыщения ТТ на работу защиты при возникновении внутреннего КЗ не настолько критично, как в случае возникновения внешнего КЗ с наложением насыщения ТТ, поскольку через ТТ системы защиты протекают лишь токи питающих присоединений (для ТТ каждого питающего присоединения лишь ток подпитки места КЗ этого присоединения).

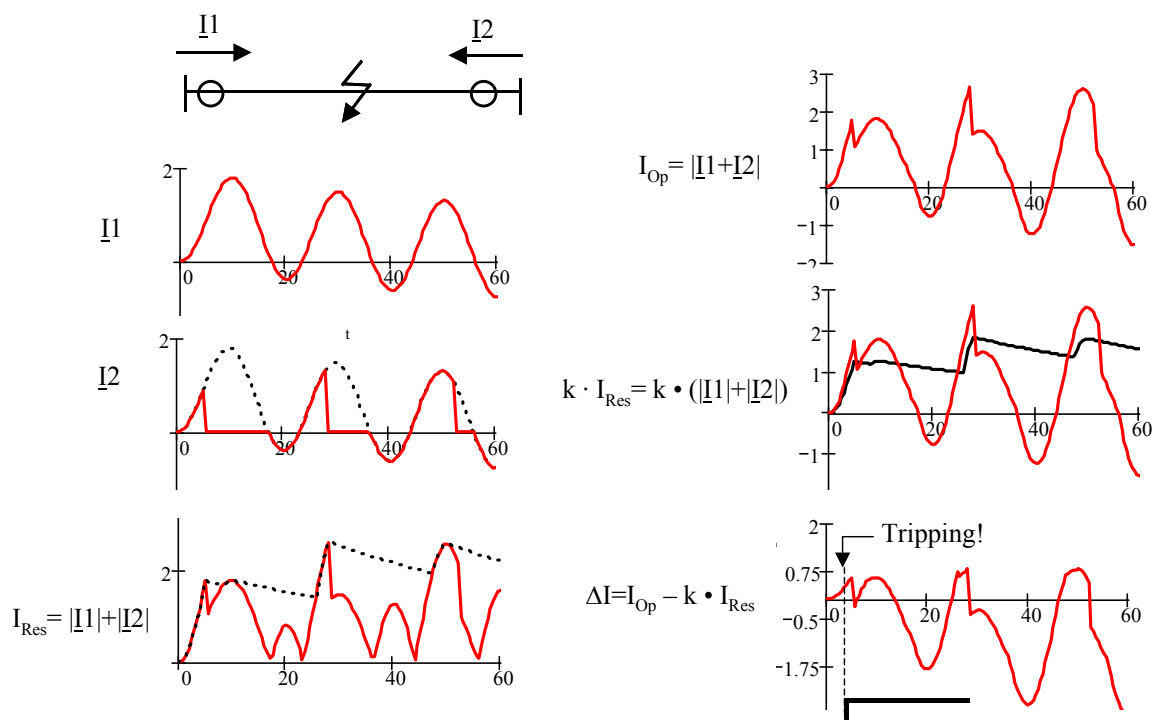


Рис. 10-28: Срабат. защиты при внутреннем КЗ и несимм. насыщении ТТ

Однако при использовании ТТ, обладающих меньшей номинальной предельной кратностью, насыщение может происходить и в данных условиях.

В связи с тем, что характерны малые времена измерения, указанное не представляет каких-либо трудностей для цифрового устройства защиты. Защита принимает решения за время трансформации тока без насыщения с момента возникновения КЗ, как это уже и было описано при рассмотрении наличия только периодической составляющей тока КЗ (рис. 10-28).

Пример 10-3: Выбор ТТ для дифференциальной защиты шин

Исходные данные: Подстанция с данными согласно рис. 10-29:

10. Дифференциальная защита сборных шин

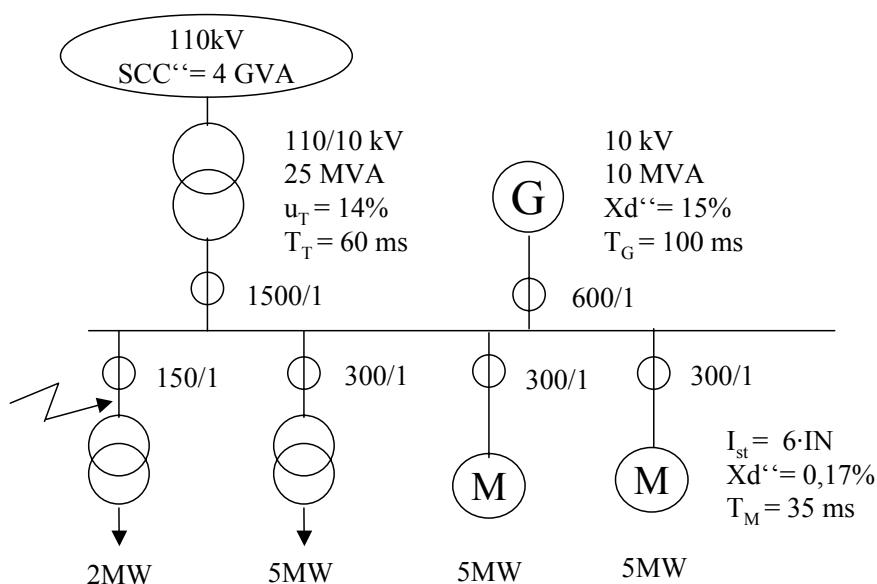


Рис. 10-29: Данные подстанции для примера 10-3

Задача: Выполнить выбор ТТ присоединения 1 (150/1 А)

Решение: Первоначально необходимо выполнить вычисление токов КЗ. Здесь необходимо отметить, что двигатели также подпитывают место КЗ (см. раздел 7.2). Будут учтены только подпитка от двигателей ВН.

Токи КЗ:

$$I_{N-T} = \frac{25 \cdot 10^6}{10 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{3}} = 1440 \text{ A}$$

$$I_{N-G} = \frac{10 \cdot 10^6}{10 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{3}} = 577 \text{ A}$$

$$\sum I_{M-N-HV} = 2 \cdot \frac{5 \cdot 10^6}{10 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{3}} = 577 \text{ A}$$

$$I_{F-T} = \frac{1.1 \cdot 1440}{0.14} = 11.3 \text{ kA}$$

$$I_{F-G} = \frac{1.1 \cdot 577}{0.15} = 4.2 \text{ kA}$$

$$\sum I_{F-M} = \frac{1.1 \cdot 577}{0.17} = 3.7 \text{ kA}$$

Полный ток повреждения на выводах трансформатора составляет:

$$\Sigma I_F = I_{F-T} + I_{F-G} + \Sigma I_{F-M} = 11.3 + 4.2 + 3.7 = 19.2 \text{ kA}$$

Соответствующая эквивалентная постоянная времени составляет:

$$T_{\text{equiv}} = \frac{I_{F-T} \cdot T_T + I_{F-G} \cdot T_G + \Sigma I_{F-M} \cdot T_M}{I_{F-T} + I_{F-G} + \Sigma I_{F-M}} = \frac{11.3 \cdot 60 + 4.2 \cdot 100 + 3.7 \cdot 35}{11.3 + 4.2 + 3.7} = 64 \text{ ms}$$

Планируется установка ТТ типа 5Р?, 30 ВА, внутренняя нагрузка $P_i = 15\%$ (4.5 ВА):

Нагрузка на ТТ приблизительно составляет 1 ВА.

Определение номинальной кратности ТТ при учете апериодической составляющей тока КЗ:

Устройство защиты 7SS52 требует выбор ТТ с такой номинальной кратностью, чтобы в течение 3 мс с момента возникновения КЗ обеспечивалась бы трансформация тока повреждения без насыщения. Соответствующий коэффициент запаса определяется исходя из зависимости, представленной на рис. 10-27: $K_{TF} = 0.45$. Коэффициент допустимой перегрузки ТТ определяется как: $OVF = 1/K_{TF} = 2.2$.

Таким образом, номинальная предельная кратность должна быть равна:

$$ALF = \frac{P_A + P_i}{P_N + P_i} \cdot ALF' = \frac{P_A + P_i}{P_N + P_i} \cdot K_{TF} \cdot \frac{I_F}{I_N} = \frac{1 + 4.5}{1 + 30} \cdot 0.45 \cdot \frac{19,200}{150} = 10.2$$

Выбирается ТТ со следующими характеристиками: 150/1 А, 5Р10, 30ВА, $P_i \leq 15\%$

Проверка чистой периодической составляющей тока КЗ:

Теперь может быть проверено значение уставки k :

$$k > \frac{OVF}{4 \cdot \sqrt{OVF - 1}} = \frac{2.2}{4 \cdot \sqrt{2.2 - 1}} = 0.5$$

Может быть выбрано достаточно малое значение уставки. С некоторым коэффициентом запаса выбирается значение уставки равное $k = 0.6$.

10.3 Высокоомная дифференциальная защита сборных шин [3-5 и 3-6]

Высокоомная дифференциальная защита подходит для реализации защиты одиночных систем шин или одиночных секционированных систем шин, а также двух систем шин на станциях с полуторной схемой включения. Другими словами, данная защита может быть реализована в любых случаях, когда не требуется переводить присоединения с одной системы шин на другую (и, соответственно, не требуется использовать схему контроля положения разъединителей). Переключение вторичных цепей ТТ при помощи блок-контактов разъединителей, что выполнялось при реализации защиты двойной системы шин, представляет собой проблему и чревато нарушением работы данной защиты. Даже в странах, где традиционно использовалась Высокоомная защита, в настоящее время для целей защиты шин применяются цифровые устройства дифференциальной защиты, работающие на низкоомном принципе измерений. Принцип высокоомного измерения не может быть реализован в цифровом виде. Так или иначе необходимо применение статических аналоговых реле (защита 7VH60).

Основной принцип функционирования защиты описан в разделе 3.4. Специальным условием защиты шин является соединение большого числа ТТ в параллель. Они все должны обладать одинаковым коэффициентом трансформации и должны быть ТТ класса X согласно стандарту BS 3938 или класс TPS согласно стандарту IEC 60044-6. Схема соединений защиты представлена на рис.10-30.

10. Дифференциальная защита сборных шин

Кроме того, стандартной практикой является установка такого порога срабатывания защиты, чтобы она не срабатывала при обрывах в токовых цепях в нагрузочном режиме (на подстанциях СВН параллельное соединение ТТ выполняется соединением по кольцевой схеме для предотвращения влияния на работу защиты обрывов).

Исправность вторичных соединений контролируется более чувствительным реле, которое включается в параллель с отключающим реле (значение уставки данного реле составляет 5 -10% от значения уставки срабатывания отключающего реле). При использовании устройств защиты 7VН60 функция контроля исправности вторичных цепей является интегрированной.

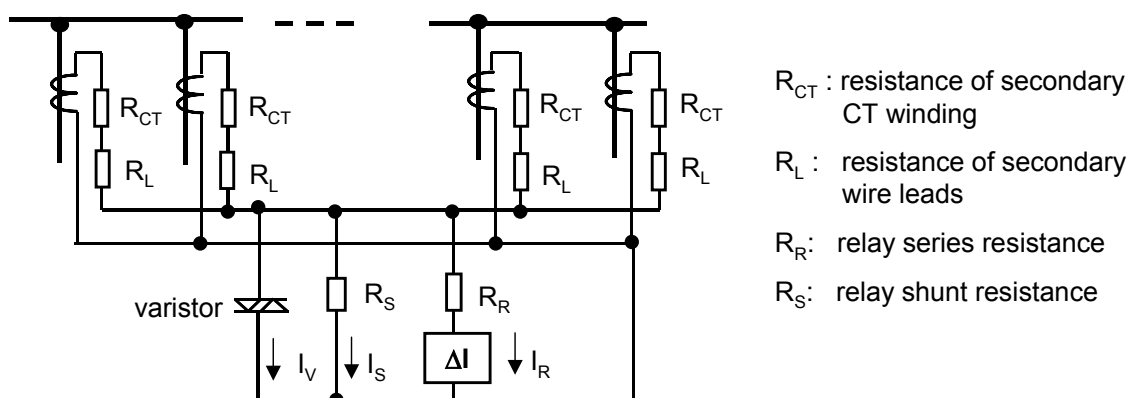


Рис. 10-30: Схема высокоомной дифференциальной защиты шин

Следующие значения из стандарта CEGB Standard 993513 (1975) могут быть использованы в качестве опорных.

“Дифференциальная защита шин 400/275/132 кВ”, справедливо следующее:

Напряжение	400 кВ	132 кВ
Мощность КЗ	35 ГВА	5 ГВА
ТТ	2000/1А	1000/500/1А
Максимальное вторичное сопротивление ТТ R_{CT}	5 Ом	2,4 Ом
Максимальное сопротивление вторичных цепей ТТ R_L	5 Ом	2,5 Ом
Максимальный ток намагничивания ТТ при пороге срабатывания $U_{KN}/2$: I_{mR}	40 мА	60 мА
Минимальное напряжение точки излома характеристики намагничивания ТТ	$60 \cdot (R_{CT} + R_L)$	$95 \cdot (R_{CT} + R_L)$
Минимальное напряжение точки излома характеристики ТТ с наибольшим сопротивлением вторичных цепей ТТ	600 В	465 В

Пример 10-4: Задание уставок высокоомной дифференциальной защиты

Исходные Система:

данные: $n = 8$ присоединений

СТ:

 $r_{CT} = 600/1 \text{ A}$, $U_{KN} = 500 \text{ В}$, $R_{CT} = 4 \text{ Ом}$ $I_{mR} = 30 \text{ мА}$ (при пороге срабатывания реле)

Сопротивление цепей ТТ:

 $R_L = 3 \text{ Ом}$ (макс.)

Защита:

 $I_R = 20 \text{ мА}$ (фиксированное значение) $R_{RV} = 10 \text{ кОм}$ $R_{RS} = 250 \text{ Ом}$

Варистор

 $I_V = 50 \text{ мА}$ (при пороговом значении срабатывания по напряжению)Задача: Выполнить проверку чувствительности защиты и стабильности ее функционирования.

Согласно выражениям, приведенным в разделе 3.4, имеем следующее:

Решение: Ток срабатывания в первичных величинах:

$$I_{F-\min.} = r_{CT} \cdot (I_R + I_S + n \cdot I_{mR})$$

$$I_{F-\min.} = \frac{600}{1} \cdot (0.02 + 0.89 + 0.05 + 8 \cdot 0.03) = 666 \text{ А, i. e. } 111\% I_{N-CT}$$

Стабильность функционирования при внешних КЗ:

$$I_{F-\text{through-max.}} < r_{CT} \cdot \frac{R_R}{R_L + R_{CT}} \cdot I_R$$

$$I_{F-\text{through-max.}} < \frac{600}{1} \cdot \frac{10.000}{3 + 4} \cdot 0.02 = 17 \text{ кА} = 28 \cdot I_{N-CT}$$

11. Структура устройства защиты

Первые полностью цифровые устройства защиты, оснащенные встроенными интерфейсами обмена данных, были выпущены компанией Siemens в 1985 году. Уже изначально они были разработаны для интеграции в систему управления подстанцией. В результате последующих достижений в микропроцессорной технике и коммуникационных технологиях устройства защиты были значительным образом усовершенствованы.

Далее коротко рассмотрены структура цифровых устройств защиты и характерный им набор функций. Подробная информация приведена в соответствующих руководствах по эксплуатации, предоставляемых фирмами-производителями устройств защиты.[11-1, 11-2]

Технология

Современные устройства защиты компактны и, помимо основной функции (в нашем случае, функции дифференциальной защиты), обладают рядом дополнительных функций (к примеру, функцией токовой ступенчатой защиты и функцией защиты от перегрузки), а также дополнительными функциями управления и измерения.

Клавиатура и дисплей расположены на лицевой панели устройства. Устройства, обладающие функциями защиты и управления, могут быть оснащены графическим дисплеем, на котором отображается мнемосхема первичной сети, а также функциональными клавишами, предназначенными для выполнения команд местного управления. Данные устройства также применяются, как устройства управления присоединением, являясь частью системы управления подстанцией.

Все устройства в большей степени не требуют обслуживания, поскольку оснащены интегрированной функцией самодиагностики.

Габаритные размеры корпуса устройства могут различаться. Они непосредственно зависят от набора функций устройства и числа доступных интерфейсов. На среднем и низком уровнях напряжения в основном применяются устройства с шириной корпуса в 1/6 или 1/2 от 19 дюймов (19 дюймов – стандартная ширина стойки). Устройства шириной 19 дюймов зачастую применяются на сверхвысоких уровнях напряжения, когда требуется наличие значительного числа дискретных входов и выходных реле.

Подключение реализуется точно таким же образом, как и в случае традиционных устройств защиты: гальваническая развязка от цепей ТТ и ТН (если последние применяются) обеспечивается входными трансформаторами. Цепи дискретных сигналов подключаются через дискретные входы (оптопары), чем обеспечивается потенциальный барьер. Выходные реле необходимы для выдачи выходных сигналов и команд отключения.

Последовательные интерфейсы, предназначенные для управления устройством и для его обслуживания, также, как и интерфейсы, при помощи которых осуществляется подключение устройства в систему управления подстанцией, являются нововведением для устройств защиты. Устройства защиты, которые участвуют в процессе обмена данными между противоположными концами линии, также оснащены интерфейсами данных защиты, необходимыми для передачи данных (измеряемых величин, команд).

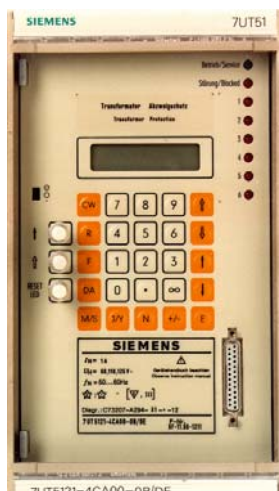
Представляется возможным осуществлять местное управление устройствами при помощи клавиатуры и дисплея лицевой панели устройства. Однако обычно

для этой цели используется ПК с предустановленным программным обеспечением DIGSI. Используя модемное соединение возможно выполнение настройки устройства защиты, а также получение данных о нагрузочном режиме и режиме повреждения. Для этой цели устройства защиты на подстанции подключаются к модему через центральный звездообразный разветвитель.

Устройства SIPROTEC 3

Устройства дифференциальной защиты присоединения, работающие с проводными каналами связи (устройства 7SD502 и 7SD503), описанные в главе 9, а также устройство дифференциально-фазной защиты (устройство 7SD511/12) принадлежат к указанной серии. На рис. 11-1а представлен общий вид устройства в корпусе шириной в 1/3 от ширины 19 дюймовой стойки. Персональный компьютер подключается к разъему, расположенному в правом нижнем углу лицевой панели. Изображенное устройство предназначено для монтажа в шкафу; клеммный ряд расположен на задней панели. В модификации устройства для поверхностного монтажа клеммный ряд расположен с верхней или с нижней стороны устройства. Устройства защиты серии SIPROTEC 3 оснащены последовательным интерфейсом (информационный интерфейс согласно стандарту МЭК 60870-5-103). Данный интерфейс обычно является оптическим.

На рис. 11-1б представлено устройство серии SIPROTEC 600. Данные компактные устройства в корпусе шириной в 1/6 от ширины 19-ти дюймовой стойки являются устройствами с самыми



а) SIPROTEC 3



б) SIPROTEC 600

Рис. 11-1: Серии устройств SIPROTEC

малыми габаритными размерами. Устройства реализуют простые защитные функции. Объем формируемых сообщений и необходимых настроек сведен к минимуму. Также устройство оснащено минимальным числом входов и выходов, а также имеется лишь один последовательный интерфейс. Стандарт интерфейса - RS485 (электрическое соединение). Устройства в подобном корпусе в основном являются устройствами токовой ступенчатой защиты 7SJ6 и применяются на подстанциях среднего напряжения (не КРУЭ).

Устройство дифференциальной защиты 7SD600 с внешними суммирующими ТТ и центральное устройство дифференциальной защиты шин 7SS600 также являются устройствами защиты серии SIPROTEC 600.

Аналоговое статическое устройство высокоомной защиты 7VH600 предоставляется в корпусе такого же размера.

Устройства SIPROTEC 4

Указанная серия является используемой в настоящее время (рис. 11-2).

Цифровая обработка сигналов производится в одном устройстве. Модули входов/выходов (измерительные входы, дискретные входы, выходные реле) могут

быть выбраны различных конфигураций и, тем самым, могут быть адаптированы к конкретным условиям применения.



Рис. 11-2: Цифровое устройство защиты, серия SIPROTEC 4

Ширина устройств изменяется от 1/3 стандартной ширины стойки до 19 дюймов. Устройство оснащено хорошо зарекомендовавшими себя клеммами под винт.

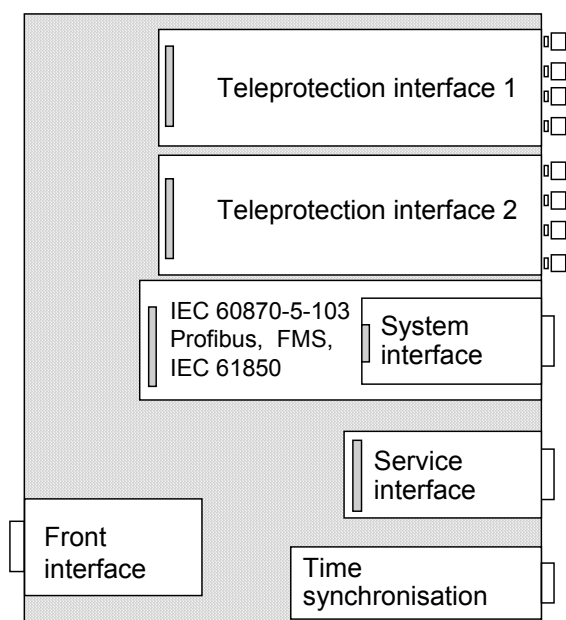


Рис. 11-3: Устройство SIPROTEC 4
Последовательные интерфейсы

Для обмена данными устройство может оснащаться несколькими съемными модулями. Указанное позволяет адаптироваться к существующим и будущим коммуникационным стандартам. В общей сложности представляется возможным интегрировать до 4 интерфейсов (рис. 11-3).

Устройство защиты может быть подключено к системе управления подстанцией при помощи системного интерфейса и одновременно к ПК при использовании

сервисного интерфейса и звездообразного разветвителя. Два интерфейса данных защиты позволяют реализовать обмен данными между устройствами защиты противоположных концов линии (что необходимо, к примеру, при реализации защиты трехконцевой линии). При использовании дополнительного интерфейса к устройству защиты может быть подключено устройство синхронизации времени (для получения сигнала времени DCF77 Физико-технического Федерального Института в Германии или сигнала IRIG B через спутниковую систему GPS) для точной синхронизации времени.

Пример интеграции устройств в систему автоматизации подстанции представлен на рис. 11-4.

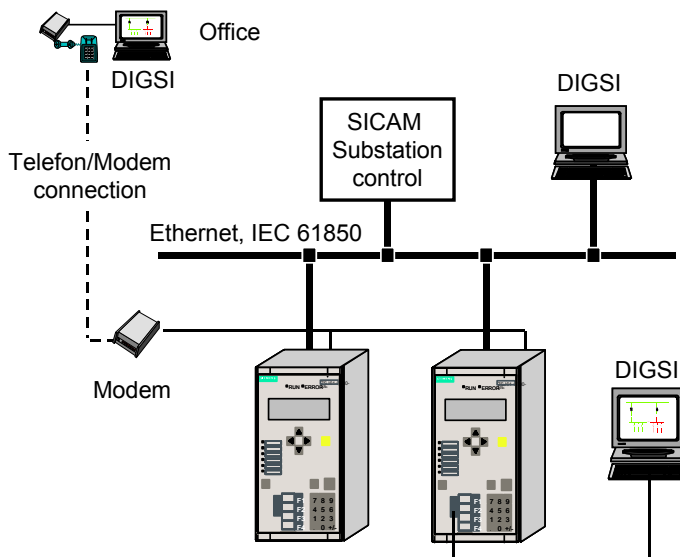


Рис. 11-4:
Система
автоматизации
подстанции с
устройствами
SIPROTEC 4

Устройства, обладающие функциями защиты и функциями управления, оснащаются графическим жидкокристаллическим дисплеем. На данном дисплее отображаются сообщения о текущем режиме и сообщения устройства. На дисплее также может быть отображена мнемосхема первичной сети или измеряемые величины, а также различные журналы сообщений (рис. 11-5).



Рис. 11-5:
SIPROTEC 4, устройство
управления и защиты

Схема сети может быть сконфигурирована необходимым образом при помощи программного обеспечения DIGSI 4. Управление присоединением осуществляется при помощи навигационных и соответствующих функциональных клавиш.

Устройства серии SIPROTEC 4 также предоставляют возможность определять и применять дополнительные пользовательские логические функции. Тем самым, дискретные входные сигналы, а также внутренние сигналы логических функций (сигналы функций контроля пороговых значений, сообщения функций защиты) могут быть ранжированы на выходные реле и светодиоды устройства. Таким образом, реализуются пользователь-

ские функции без необходимости выполнения соединений с внешними устройствами защиты. Логические функции определяются при помощи графического редактора CFC.¹

Использование устройства

Постоянное совершенствование программного обеспечения DIGSI за последние 10 лет позволило превратить его в мощный инструмент для настройки, конфигурирования и обмена данными с устройством защиты. Также при помощи данного программного обеспечения возможно администрирование данными, так, к примеру, архивирование данных.

Последняя версия программного обеспечения DIGSI 4 содержит матрицу ранжирования внутренних функций на входные и выходные интерфейсы, а также меню настройки параметров функций (рис. 11-5). Таким образом, внутренние сигналы могут быть ранжированы на выходы устройства или другие элементы простым нажатием кнопки мыши. Таким же простым и понятным образом осуществляется настройка параметров функций устройства.

Для обеспечения возможности просмотра и анализа осциллограмм повреждений доступно дополнительное программное обеспечение SIGRA. Измеряемые величины могут быть отображены в функции времени или на векторной диаграмме (рис. 11-6).

Также отображаются моменты срабатывания функций, что позволяет поставить в соответствие сигналы срабатывания и измеренные величины (тока и напряжения). Таким образом, представляется возможным полноценным образом проанализировать реакцию защиты. При использовании GPS-синхронизации (с точностью до нескольких микросекунд) возможно сопоставление осциллограмм, зарегистрированных на разных подстанциях. Помимо всего прочего, возможно выполнение анализа содержания гармоник в токах и напряжениях, а также вычисление симметричных составляющих.

¹ CFC – таблица непрерывно обрабатываемых логических функций

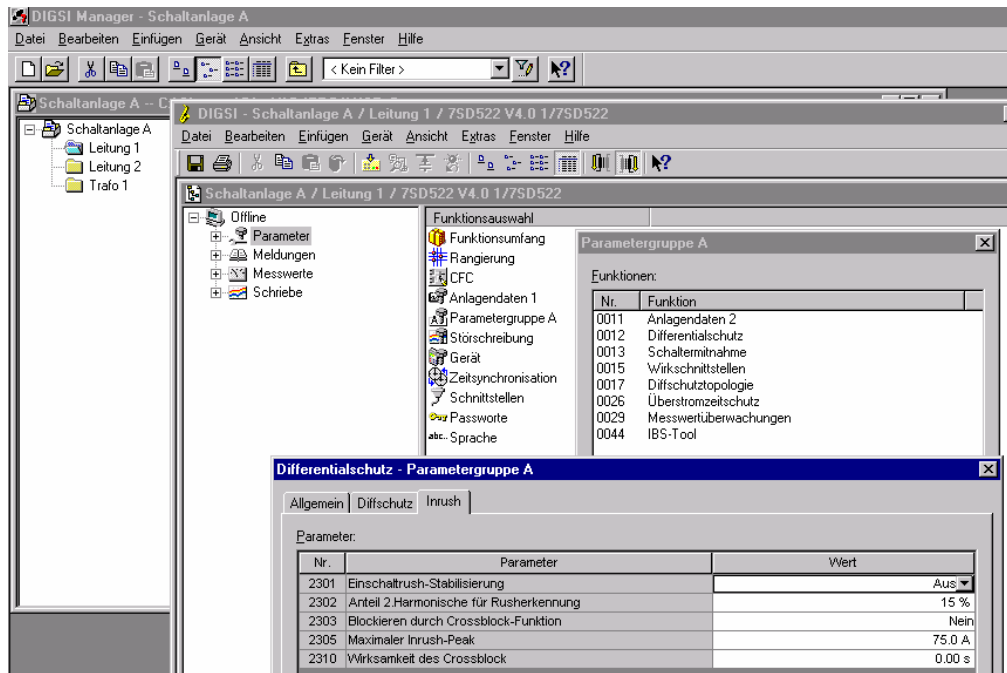


Рис. 11-5: Связь с устройством при помощи ПО DIGSI

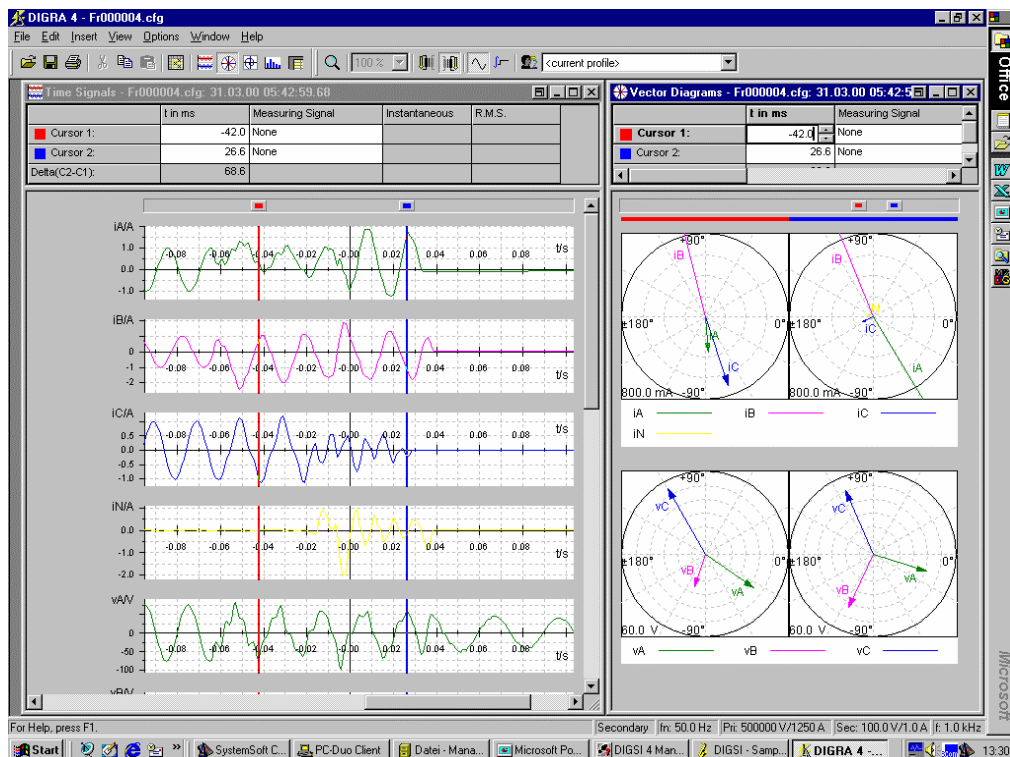


Рис. 11-6: Анализ данных о повреждении при помощи ПО SIGRA 4

Устройства дифференциальной защиты SIPROTEC 4

Большинство из устройств защиты в настоящее время доступны в серии SIPROTEC 4. А именно следующие устройства: устройство дифференциальной защиты трансформатора 7UT6, устройство дифференциальной защиты линии с цифровым обменом данных 7SD6 и устройство защиты генератора 7UM6.

12. Ввод в эксплуатацию и обслуживание

С началом использования цифровых устройств защиты процессы их ввода в эксплуатацию и их обслуживания стали намного проще благодаря информации, предоставляемой самими устройствами и благодаря наличию встроенной функции самодиагностики.

Информация, представленная в данной главе, содержит общие положения о процедурах ввода в эксплуатацию и обслуживания. Отмечены специфические, а также новые функции, которые стали доступны при использовании цифровых технологий. Инструкции, характерные для отдельных устройств защиты, приведены в соответствующих технических описаниях.

12.1 Ввод в эксплуатацию

Предварительная проверка измерительных трансформаторов и их вторичных цепей производится таким же образом, как и при вводе в эксплуатацию традиционных устройств релейной защиты. При этом, однако, возможно использование измерительных функций устройств для этой цели. Дискретные входы устройств могут быть активированы при помощи программного обеспечения DIGSI. Указанное позволяет значительно упростить процесс предварительной проверки цепей сигнализации и цепей отключения, поскольку для выполнения подобных проверок не требуется запуска отдельных внутренних функций защиты. Таким же образом, может быть произведена проверка последовательных интерфейсов, которыми широко оснащаются цифровые устройства защиты.

Настройка необходимых параметров (уставок) обычно выполняется при помощи специализированного программного обеспечения в офисе службы релейной защиты в автономном режиме работы (режим работы off-line) – когда прямое соединение с устройством отсутствует и данные сохраняются на диске. На подстанции сохраненные на диск данные уже передаются в само устройство защиты.

Для выполнения проверки функций устройства сигналами тока и напряжения используется специализированное испытательное оборудование, управляемое персональным компьютером, которое позволяет автоматически чередовать различные режимы тестирования. Рекомендуется использование трехфазного испытательного оборудования, поскольку современные устройства контролируют симметрию трехфазных систем и, соответственно, могут сработать при проведении однофазных проверок.

Проверки с использованием измерительных трансформаторов тока и напряжения производятся достаточно редко из-за высоких затрат, имеющих место при подобных испытаниях.

Проверка устройств дифференциальной защиты присоединений представляет собой более сложный процесс, поскольку сигналы токов должны подводиться к устройствам, удаленным друг от друга на значительные расстояния. Ранее применялась одностороннее подведение сигналов тока к устройству при выполнении подключения испытательного оборудования к измерительным трансформаторам напряжения другого присоединения на обеих подстанциях. Таким образом, синхронное подведение сигналов к устройствам защиты имело место при включении присоединения под напряжение. При использовании электронного испытательного оборудования подобных сложностей не возникает, по-

сколько испытательное оборудование, расположенное на обоих концах присоединения может быть синхронизировано при помощи сигналов GPS. [12-1]

Проверка нагрузочным режимом

Окончательная проверка производится нагрузочным режимом или же преднамеренно созданным режимом короткого замыкания.

Встроенная функция токовой защиты и отдельная функция резервной защиты, если таковая имеется, настроены таким образом, что действуют на отключение без выдержки времени при проведении данной проверки для того, чтобы обеспечить быстрое отключение при включении на повреждение.

При вводе в эксплуатацию устройств защиты генератора, производится проверка, так называемым, циклом короткого замыкания. Для этого производится запуск генератора при преднамеренно созданном коротком замыкании и при отключенном системном выключателе. Затем увеличивается возбуждение генератора; ток генератора увеличивается, но не может превысить номинальный ток. Таким образом, проверяется устойчивость функционирования дифференциальной защиты. Схожая с этим проверка циклом короткого замыкания может быть проведена для защиты присоединения трансформатора или для защиты шин, если возможно подключение к генератору. В общем случае, проверка может быть выполнена только лишь током нагрузочного режима. Для получения показаний тока и, тем самым, проверки правильности подключения и полярности цепей измерительных трансформаторов тока, ток должен составлять по крайней мере 10% от номинального тока устройства.

Для измерения токов присоединения, а также суммарных/дифференциальных токов, при использовании традиционных устройств защиты, требуется использование большого числа измерительных устройств (12 для дифференциальной защиты трансформатора). При использовании цифровых устройств защиты измеряемые величины отображаются самим устройством, и подробный отчет представляется на экране персонального компьютера в специализированном программном обеспечении. Таким образом, ошибки подключения вторичных цепей (к примеру, неправильные подключения по фазам) могут быть оперативным образом выявлены. При протекании тока нагрузки, дифференциальный ток, за вычетом емкостного тока, должен быть пренебрежительно малым, а тормозной ток должен соответствовать сумме токов. Изменением полярности одного токового входа при помощи соответствующего параметра может быть смоделировано внутреннее короткое замыкание. При этом ток торможения и рабочий ток должны иметь приблизительно одинаковое значение.

При помощи программного обеспечения DIGSI представляется возможным производить регистрацию осциллограмм с целью обеспечения возможности их дальнейшего анализа при использовании программного обеспечения SIGRA, что необходимо для вычисления комплексных амплитуд тока для графического представления. Таким образом, ошибки сравнения токов могут быть оперативно обнаружены.

Устройства SIPROTEC 4 предоставляют возможность работы с веб-браузером. Таким образом, векторные диаграммы могут быть визуализированы в режиме работы с устройством (при наличии соединения с устройством) при использовании стандартного интернет-браузера (рис. 12.1).

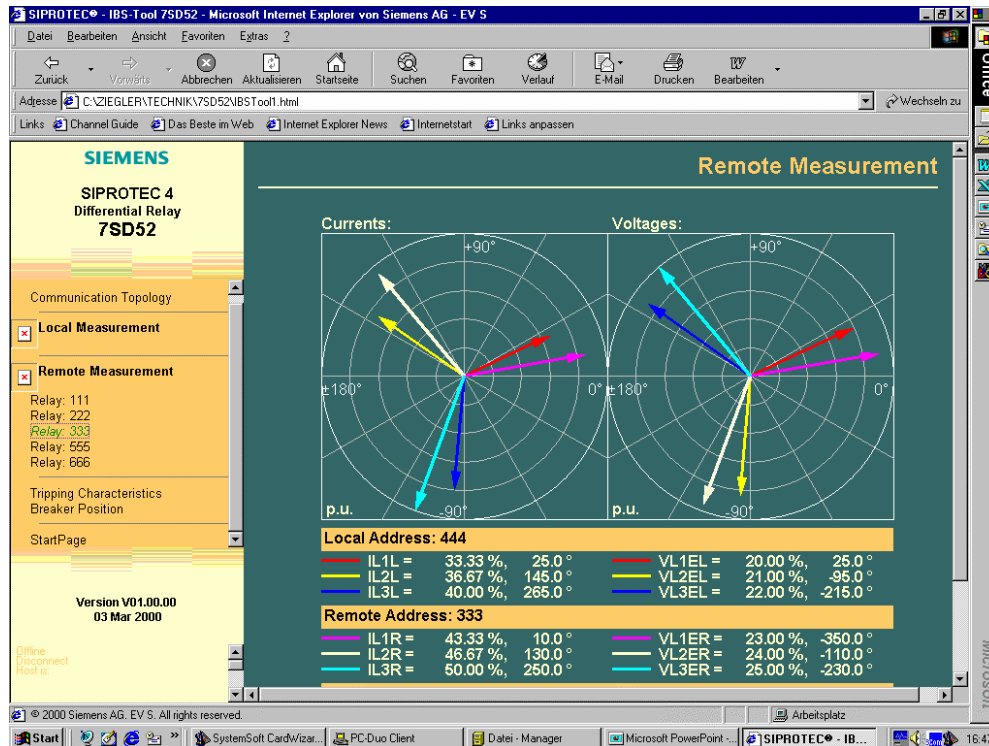


Рис. 12.1: Устройство дифференциальной защиты присоединения 7SD52: Отображение векторов тока на ПК в веб-браузере

После проверки отдельных функций, должны быть приняты окончательные настройки и должно быть проверено действие защиты на отключение силового выключателя моделированием внутреннего короткого замыкания.

Информация об окончательных настройках устройства защиты для документирования и архивирования может быть получена как при локальном, так и при удаленном подключении персонального компьютера к устройству.

12.2 Обслуживание

Функция самодиагностики цифровых устройств охватывает 80 – 90% процентов всего защитного оборудования. Исправность вторичных цепей измерительных трансформаторов тока контролируется до тех пор, пока имеет место протекание тока нагрузки, а также осуществляется контроль процесса обмена данными. Тем самым, для цифровых устройств защиты характерны длительные интервалы времени между обслуживаниями.

Немецкая организация VDEW рекомендует интервалы между обслуживаниями устройств релейной защиты равными 4 года [12-2]. В настоящее время наиболее характерны интервалы равные 5 и 6 годам и имеется тенденция увеличения данных интервалов. В периоды между обслуживаниями рекомендуется проведение производить проверку на основании отображаемых измеренных величин нагрузочного режима и зарегистрированных данных о повреждениях.

13. Список литературы

13.1 Нормативные документы, научно-технические статьи

- [1-1] Kumar, A.; Mainka, M.; Ziegler G.: 20 Years of Digital Protection; Siemens EV-Report 4/94, September 1994, pp. 10-13
- [2-1] International Electrotechnical Vocabulary (IEV), Chapter 448: "Power System Protection"; identical with IEC 60050-448
- [2-2] International Electrotechnical Vocabulary (IEV), Chapter 447: "Measuring Relays", identical with IEC 60050-447
- [3-1] McColl: Automatic Protective Devices for Alternating Current Systems; J. Instn. Engr. 1920, S. 525
- [3-2] Neugebauer, H.: Grundlagen des Differentialschutzes; Siemens-Zeitschrift, 26. Jg., Juli 1952, H. 5, Seite 219 - 224
- [3-3] Mathews, P. and Nellist, B.D.: Generalized Circle Diagrams and Their Application to Protective Gear; IEEE Transactions, Febr. 1964, S. 165 - 173
- [3-4] Adamson, C. and Talkhan, E.: Selection of Relaying Quantities for Differential Feeder Protection; Proceedings IEE, 107, Part A, No. 31, February, 1960, S. 37 - 47
- [3-5] Rushton, J.: The Fundamental Characteristics of Pilot-Wire Differential Protection Systems; IEE Paper No. 3645 S, Oct. 1961, p. 409 - 420
- [3-6] Mathews, P.: Protective Current Transformers and Circuits; Chapman & Hall LTD, London 1955
- [3-7] Newcombe, R. W. : The Development of Busbar Protection, The English Electric Journal 14, No. 6, 1956, S. 31 - 38
- [3-8] Neugebauer, H.: Differentialschutz mit Kommandozeiten unter einer Periode; ETZ, Jg. 7, 1955, Heft B4, S. 108 bis 110
- [4-1] The 'Merz-Price' system of automatic protection for high-tension circuits; Electrical Review , August 28, 1908
- [4-2] Fendt, A.: Statischer Transformatordifferentialschutz; Siemens-Zeitschrift, Jg. 50, Heft 4, 1976, S. 273 - 276
- [4-3] Phadke, A. G. and Thorp, J. S.: Computer Relaying for Power Systems; John Wiley & Sons INC., New York, 1988, ISBN 0 471 92063 0
- [4-4] IEEE Tutorial Course: Computer Relaying; IEEE Course Text 79 EH0148-7-PWR, 1979
- [4-5] IEEE Tutorial Course: Advancements in Microprocessor based Protection and Communication; IEEE Course Text 79TP120-0, 1997
- [5-1] IEC 60044-1 (1996-12): Instrument Transformers, Part 1: Current Transformers
- [5-2] BS (British Standard) 3938 (1982): Current Transformers
- [5-3] IEEE /ANSI C.57.13 (1986): Standard Requirements for Instrument Transformers
- [5-4] Fischer, A. und Rosenberger, G.: Verhalten von linearisierten Stromwandlern bei verlagerten Kurzschlussströmen; Elektrizitätswirtschaft Jg. 67 (1968), H. 17, S. 310 - 315

- [5-4] Zahorka, R.. Das Verhalten von Stromwandlern bei Einschwingvorgängen mit Gleichstromgliedern unter Berücksichtigung der Sättigung; AEG-Mitteilungen 57, (1967) 1, S. 19 - 27
- [5-5] Rosenberger, G.: Stromwandler für neuzeitlichen Netzschutz; Siemens-Zeitschrift 40 (1966), H. 1, S. 18 - 23
- [5-6] Hodgkiss : The behaviour of current transformers subjected to transient asymmetric currents and the effects on associated protective relays; CIGRE Report No. 329, 1960
- [5-7] Korponay, N. E. : The Transient Behaviour and Use of Current Transformers, Brown Boveri Review, Vol. 62, June 1975, S. 255 - 261
- [5-8] IEEE PSRC Report 76 CH 1130-4 PWR: Transient Response of Current Transformers; IEEE Special Publication, Jan. 1976
- [5-9] IEC 60044-6 (1992-03): Instrument Transformers, Part 6: Requirements for protective current transformers for transient performance
- [5-10] Iwanusiw, O.W.: Remanent Flux in Current Transformers; Ontario research Quarterly , third quarter, 1970, S. 18 -21
- [5-11] Bruce, R.G. and Wright, A.: Remanent flux in current transformer cores; Proc. IEE, Vol. 113, No. 5, May 1966, S. 915 - 920
- [5-12] Conner, E.E., Greg, R.G. and Wentz, E.C.: Control of residual Flux in Current Transformers; IEEE PSRC Report T 73 037-9
- [5-13] Bay, H.H., Halama, W. und Noeller, J.H.: Verhalten von Stromwandlern und Distanzrelais bei Kurzschlußströmen mit Gleichstromglied; ETZ-A, Bd. 88 (1967), H. 5, S. 113 - 120
- [5-14] Report of CIGRE Working Group B5.02: Co-ordination of Relays and Conventional Current Transformers; CIGRE Brochure No. ?, 2003
- [5-15] Siemens Power Engineering Guide – Transmission and Distribution, Part 6; Siemens AG, PTD PA, Postfach 4806, D-90026 Nürnberg
- [5-16] IEEE Std C37.110-1996: IEEE Guide for the Application of Current Transformers Used for Protective Relaying Purposes.

- [6-1] DIN/VDE 0228, (12/87): Maßnahmen bei Beeinflussung von Fernmeldekabeln durch Starkstromanlagen, Teil 1: Allgemeine Grundlagen; Beuth Verlag GmbH, Berlin
- [6-2] DIN/VDE 0228, (12/87): Maßnahmen bei Beeinflussung von Fernmeldekabeln durch Starkstromanlagen, Teil 2 Beeinflussung durch Drehstromanlagen; Beuth Verlag GmbH, Berlin
- [6-3] Geise, F. und Vogel, W. : Hilfskabel für den Netzschutz in Hochspannungsnetzen; Siemens Zeitschrift 1961, H. 9. S. 661 - 665
- [6-4] Kuhnert, E. und Latzel, G. : Schutz von Fernmeldekabeln durch Gasentladungsableiter gegen Beeinflussungsspannungen; ETZ-A, Bd. 85 (1964), H. 20, S. 666 - 670
- [6-5] DIN VDE 0816, Teil1 (2/1988): Außenkabel für Fernmelde- und Informationsverarbeitungsanlagen: Kabel mit Isolierhülle und Mantel aus Polyethylen in Bündelverseilung; Beuth Verlag GmbH, Berlin
- [6-6] AIEE Committee Report: Protection of Pilot-Wire Relay Circuits, AIEE Transactions, June 1959, S. 205 -215
- [6-7] IEEE Standard 468 (1980): A Guide for the Protection of Wire Line Communications Facilities Serving Electric Power Stations
- [6-8] Hallmark, C.: How to protect communications lines from high substation voltages; Electrical World, October 1998, S. 12 - 18

- [6-9] Heinhold, L. und Stubbe, R. : Kabel und Leitungen für Starkstrom; Publicis MCD Verlag, München, 1999
- [6-10] Mahlke, G. und Goessing, P. : Fiber Optic Cables, Fundamentals, Cable Design, System Planning; Publicis MCD Verlag, 2001
- [6-11] Conrads, D.: Daten-Kommunikation, Verlag Vieweg, Braunschweig, 1993 ISBN 3-528-14589-7
- [6-12] Wenzel, P.: Daten-Fernübertragung, Verlag Vieweg, Braunschweig, 1986 ISBN 3-528-04369-5
- [6-13] Report of CIGRE Working Group 34/35.11: Protection Using Telecommunications; CIGRE Brochure No. 192, 2001
- [6-14] Hoffelmann, J. ,Lienart, P., Wellens, F. und Delgado, M.: Protection of a two-circuit three terminal line by means of equipment employing digital microwave links as communication carrier; CCIGRE Conference 1990, Report 34-203
- [6-15] Enarson, T., Wennerlund, P., Cederblad, L., Lindahl, S. und Holst, S.: Experiences of current differential protections for multi-terminal power lines using multiplexed data Transmission channels; CIGRE Conference 1994, Report 34-203
- [6-16] Kern, C., Schäffler, T. Nießing, B.: Moderne Kommunikation in der Energieautomation; Elektrizitätswirtschaft, 11/98, S. 37 - 41
- [6-17] IEC 60870-5-1 bis 5: Telecontrol Equipment and Systems – Part 5: Transmission Protocols, Section 1 to 5
- [6-18] HDLC (High Level Data Link Control): ISO 3309.2 und 4335, DIN 66221
- [6-19] DIN EN 60834-2, 1993: Schutzsignal-Übertragungseinrichtungen für Energieversorgungsnetze – Leistungsmerkmale und Prüfungen – Teil 2: Analoger Vergleichschutz
- [6-20] ISO/IEC 7498-1: Information Technology – Open System Interconnection – Basic Reference Model: The Basic Model
- [6-21] Report of CIGRE Working Group 34.05: Application of Wide-Band Communication Circuits to Protection, CIGRE Brochure No. 84
- [6-22] Koreman, C.G.A., Morren, E. und Nuijs, G.W.: Recommendations for SDH Networks due to Protection Signalling; CIGRE Symposium Helsinki, Report 400-02
- [6-23] Wilson, R.E. and Kusters, J.A.: International Time Keeping for Power System Users; IEE Conference on Developments in Power System Protection, Nottingham, 1997, Conference Publication N. 434, S. 351 - 354
- [6-24] Southern, E.P., Crossley, P.A., Potts, S., Weller, G.C.: GPS Synchronised Current Differential Protection; IEE Conference on Developments in Power System Protection, Nottingham, 1997, Conference Publication N. 434, S. 342 - 345
- [6-25] Li, H.Y. et al: New Type of Differential Feeder Protection Relay Using the Global Positioning System for Data Synchronisation; IEEE transactions on Power delivery, Vol. 12 No. 3, July 1997
- [6-26] Serizawa, Y. et al: Wide-Band Digital Communication Requirements for Differential Teleprotection; CIGRE Symposium in Helsinki, 1995, Report 600-03
- [6-27] IEEE Power System Relaying Committee Report: A Survey of Optical Channels for Protective Relaying: Practices and Experience, IEEE Trans. On Power delivery, Vol. 10, NO. 2, April 1995, S. 647 - 658

- [6-28] EN 870-5-103 (IEC 870-5-13): Telecontrol Equipment and Systems, Part 5-103: Transmission Protocols – Companion Standard for Informative Interface of Protection Equipment
- [7-1] VDEW –Ringbuch “ Schutztechnik“, Teil 5: Richtlinien für den elektrischen Blockschutz, VDEW Verlag Frankfurt, 1994
- [7-2] IEEE Guide for AC Generator Protection; ANSI/IEEE C37.102-1987
- [7-3] IEEE Guide for Generator Ground Protection, ANSI/IEEE C37.101-1985
- [7-4] Sills, H.R. and McKeever, J.L.: Characteristics of Split-Phase Currents as a Source of Generator Protection; AIEE Transactions, Oct. 1953, S. 1005 - 1016
- [7-5] Buttrey, M., Hay, D. und Weatherall, P.M.: Generator Interturn Protection; IEE Conference on Developments in Power System Protection, London, 1975, Conference Publication No. 125, S. 42 - 47
- [8-1] Bödefeld, T. und Sequenz, H.: Elektrische Maschinen, Eine Einführung in die Grundlagen; Springer Verlag, Wien, 1962
- [8-2] Janus, R.: Transformatoren: VDE Verlag GmbH, Frankfurt
- [8-3] Schmidt, W.: Über den Einschaltstrom bei Drehstromtransformatoren; ETZ-A, Bd. 82, 1961, H. 15, S. 471 - 474
- [8-4] Schmidt, W.: Vergleich der Größtwerte des Kurzschluss- und Einschaltstromes von Einphasentransformatoren; ETZ-A, Bd. 79, h.21, 1958, S. 801 - 806
- [8-5] Einschaltstromstöße von Verteiltransformatoren; BBC Mitteilungen, Bd. 52, Nr. 11/12, 1965
- [8-6] Specht, T.R.: Transformer Magnetizing Inrush Current; AIEE transactions, 1951, Vol. 70, S. 323 - 327
- [8-7] Sonneman, W.K., Wagner, C.L. and Rockefeller, G.D.: Magnetizing Inrush in Transformer Banks; AIEE Transactions 1958, S. 884 - 892
- [8-8] Nelson, P.Q. and Benko, I.S.: Determination of Transient Inrush Currents in Power Transformers Due to Out-of-Phase Switching Occurrences, IEEE Paper 70 TP 710-PWR, 1970
- [8-9] Carlson, A.: Übertragbare Sättigung bei Leitungstransformatoren; ABB Technik 8/9, 1990, S. 29 - 34
- [8-10] Hayward, C.D.: Prolonged Inrush Currents With Parallel Transformers Affect Differential Relaying; AIEE Transactions, Vol. 60, 1941, S. 1096 - 1101
- [8-11] Guzman, A., Zochol, S. and Benmouyal, G.: Performance Analysis of Traditional and Improved Transformer Differential relays; Schweitzer Engineering Laboratories, Pullman, Washington, US, (www.selinc.com/sel-lit)
- [8-12] Wiszniewski, A., Winkler, W. und Sowa, P. und Marczonek, .: Selection of Settings of Transformer Differential Relays; IEE Conference on Developments in Power-System Protection, 1985, Conference Publication No. 249, S. 204 - 208
- [8-13] Anderson, P. M.: Power Sytem Protection, IEEE Power Engineering Series (Buch), McGraw-Hill, New York, Section 17.2
- [8-14] Koehler, R., Feser, K., Schiel, L., Schuster, N., Hofsmoen, W.F.: Restricted Earth-Fault Protection for Power Transformers; Konferenzpapier, Siemens PTD PA, Postfach 4806, D-90592, Nürnberg

- [8-15] Schiel, L. und Schuster, N.: Umfassendes Konzept für den Transformatorschutz, ETZ, B. 115 (1994), Heft 9, S. 496 - 502
- [8-16] Schuster, N. und Schiel, L.: Multifunktionsschutz für Zweiwicklungstransformatoren, ew Jg. 100 (2001), Heft 11, s. 40-44
- [8-17] Ibrahim, M. A. and Stacom, F. P.: Phase Angle Regulating Transformer Protection; IEEE Transactions, vol. 9, No. 1, January 1994
- [8-18] Wang, J., Gajic, Z. und Holst, S.: The multifunctional Numerical Transformer Protection and Control System With Adaptive and Flexible Features; IEE Conference on Developments in Power System Protection, Amsterdam, 2001, Conference Publication, S. 165 - 168

- [9-1] Ferschl, L.: Der Vergleichsschutz in Hochspannungsnetzen und –anlagen; Elektrotechnik und Maschinenbau (EuM), 81, 1964, S. 557 -564 und S. 596 - 599
- [9-2] Calero, F. and Elmore, W.A.: Current Differential and Phase Comparison Relaying Schemes; Proceedings of the 19th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, US
- [9-3] Hagen, D., Holbach, J., Schuster, N.: Numerischer Leitungsdifferentialschutz mit Hilfsadern, etz 116(1995), H. 3, 10 - 14
- [9-4] Schuster, N.: Schutz von Mehrendenleitungen im Hochspannungsnetz; Elektrizitätswirtschaft, J. 99 (2000), Heft 7, S. 12 - 17
- [9-5] Hartmann, W. und Schuster, N.: Optimizing Security and Sensivity for Line Differential Protection Applications; Georgia Tech Protective Relaying Conference 2001
- [9-6] Koch, G. und Schmidt, E.: Ein numerischer Stromvergleichsschutz mit digitaler Messwertübertragung, Elektrische 45 (1991), S.272 - 276
- [9-7] Kwong, WS., Clayton, M.J. and Newbould, A.: A Microprocessor Based Current Differential Relay For Use With Digital Communication Systems; IEE Conference on Developments in Power System Protection, London, 1985, Conference Publication No. 249, S. 65 - 69
- [9-8] Ito, H. et al: Development of an Improved Multifunction High Speed Operating Current Differential Relay for Transmission Line Protection; IEE Conference on Developments in Power System Protection, Amsterdam, 2001, Conference Publication, S. 511 - 514
- [9-9] Adamiak, M.G. und Alexander, G.E.: A New Approach to Current Differential Protection for Transmission Lines; 24th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, 1996
- [9-10] Forsman, S.: High Speed Phase Segregated Line Differential Protection; SIPSEP Conference, Monterey, Mexico 1996
- [9-11] Application Guide on Protection of Complex Transmission Network Configurations; CIGRE Working Group Report, Ref. No. 62, 1992
- [9-12] Protection of Multiterminal and Tapped Lines; AIEE Committee Report, AIEE Proceedings, April 1961, S. 55 - 66
- [9-13] Ziegler, G.: Digitaler Distanzschutz, Grundlagen und Anwendung; Publicis MCD Verlag, München und Erlangen, 1999, ISBN 3-89578-141-X

- [10-1] Seeley, H.T. and Roeschlaub, F. : Instantaneous Bus Differential Protection Using Bushing Current Transformers, AIEE Transactions, 1948, Vol. 67, S. 1709 - 1717
- [10-2] Abel, G.: Sammelschienenenschutz für 110-kV-Anlagen; Siemens-Zeitschrift, Jg, 34, Mai 1960, Heft 5, S. 310 - 315

- [10-3] Zurowski, E.: Dreifach gesicherter Sammelschienenschutz; Siemens-Zeitschrift, Jg. 46, April 1972, Heft 4, S. 257 - 259
- [10-4] Zurowski, E.: Triple Safe Busbar Protection; Siemens Review, 4/92
- [10-5] Meisberger, F. und Schenk, U.: Digitaler Stationsschutz; EET, 1991, H. 2
- [10-6] Meisberger, F. und Schenk, U.: Station Protection Has Now Gone Digital, Siemens EV-Report 2/92, S. 12 - 13
- [10-7] Forford, T.: A Half Cycle Bus Differential Relay; IEE Conference on Developments in Power System Protection, London, 1975, Conference Publication No. 125, S. 79 - 85
- [10-8] Haug, H. und Foster, M.: Electronic Bus Zone Protection; CIGRE Conference 1968, Report 31-11
- [10-9] Andrichak, J.G and Cardenas, J.: Bus Differential Protection; Western Protective Relay Conference, Spokane, 1995
- [10-10] Kasztenny, B., Sevov, L. und Brunello, G.: Digital Low-Impedance Bus Differential Protection – Review of Principles and Approaches; 55th Annual Georgia Tech Protective relaying Conference, Atlanta, 2001
- [10-11] Funk, H.W. und Ziegler, G.: Numerical Busbar Protection, Design and service experience; IEE Conference on Developments in Power System Protection, Nottingham, 1997, Conference Publication No. 434, S. 131 - 134
- [10-12] Funk, H.-W. und Meisberger, F.: Schneller dezentraler Sammelschienenschutz; Elektrizitätswirtschaft, Jg. 97 (1998), H. 22, S. 35 - 37
- [10-13] Schick, M., Reichenbach, G. und Funk, H.-W.: Flexible graphische Konfiguration des digitalen Sammelschienenschutzes, ew, Jg. 101 (2002), Heft 4, S. 86 -89
- [10-14] Peck, D.M., Nygaard, B. und Wadelinus, K.: A New Busbar Protection System With Bay-Oriented Structure; IEE Conference on Developments in Power System Protection, York (UK), 1993, Conference Publication No. 368, S. 228 - 231
- [10-15] Andow, F., Suga, N., Murakami, Y. und Inamura, K.: Microprocessor-based Busbar Protection Relay; IEE Conference on Developments in Power System Protection, York (UK), 1993, Conference Publication No. 368, S. 103 - 106
- [10-16] Ilar, M., Reimann, B. und Brunner, D.: Numerischer Sammelschienenschutz REB 500 – Neue Schutzmöglichkeiten durch dezentrale Installation; ABB Technik (1997), S. 24 - 32
- [11-1] Relay Catalogue SIPROTEC (Digital Protection), Siemens PTD PA, 2003, www.siprotec.com
- [11-2] System description SIPROTEC 4, Siemens PTD PA, 2003, www.siprotec.com
- [12-1] Omicron electronics GmbH: Literature: End-to-End Testing (www.omicron.at)
- [12-2] Prüfeempfehlungen für digitale Schutzeinrichtungen mit Selbstüberwachung, herausgegeben vom VDEW-Arbeitskreis "Relais- und Schutztechnik", April 1995

13.2 Книги по релейной защите

- [A-1] Herrmann, H.-J.: Digitale Schutztechnik (Grundlagen, Software, Ausführungsbeispiele); VDE-VERLAG, Berlin, 1997, ISBN 3-8007-1850-2
- [A-2] Clemens, H. und Rothe, K.: Schutz in Elektroenergiesystemen, 3. Auflage, Verlag Technik GmbH Berlin, 1991, ISBN 3-341-00828-4
- [A-3] Schossig, W.: Netzschutztechnik; VDE Verlag GmbH, Frankfurt am Main, 2001, ISBN 3-8007-2641-6
- [A-4] Doemeland, W.: VEM-Handbuch Relaischutztechnik, 4. Auflage, Verlag Technik, Berlin, 1989, ISBN 3-341-00491-2,
- [A-5] Ungrad, H., Winkler, W. und Wysznewski, A.: Schutztechnik in Elektroenergiesystemen; Springer Verlag, Berlin, 1991, ISBN 3-540-53385-0
- [A-6] VWEW-Verlag: VDEW-Ringbuch Schutztechnik, 1988 mit laufenden Ergänzungen
- [A-7] Hubensteiner, H. (Herausgeber) und 10 weitere Autoren: Schutztechnik in elektrischen Netzen; VDE-VERLAG, Berlin und Offenbach 1989
- [A-8] Hubensteiner, H. (Herausgeber) und 8 weitere Autoren: Schutztechnik in elektrischen Netzen 2 (Planung und Betrieb); VDE-VERLAG, Berlin und Offenbach 1993
- [A-9] Müller, L. und Boog, E.: Selektivschutz elektrischer Anlagen; VWEW-Verlag, Frankfurt am Main, 1990
- [A-10] Blackburn, J. L.: Protective Relaying: Principles and Applications, Verlag Marcel Dekker, Inc., New York, Basel, Hong Kong, 1987
- [A-11] Blackburn, J. L.: Symmetrical Components for Power Systems Engineering, Verlag Marcel Dekker, Inc., New York, Basel, Hong Kong, 1993
- [A-12] Mason C.R.: The Art & Science of Protective Relaying, Verlag John Wiley & Sons, Inc. New York, London, Sydney, 1956 (sechste Wiederauflage 1967)
- [A-13] Wright, A. and Christopoulos, C.: Electrical Power System Protection; Chapman & Hall, London, 1993, ISBN 0-412-39200-3
- [A-14] Horowitz, S.H. and Phadke, A.G.: Power System Relaying, 2nd Edition, 1995, Research Studies Press LTD., England, ISBN 0-86380-185-4
- [A-15] Network Protection and Automation Guide, Alstom, 2002, ISBN 2-9518589-0-6
- [A-16] Elmore, W.A.: Protective Relaying, Theory and Applications (ABB), Marcel Dekker Inc., New York, Basel, 1994, ISBN 0-8247-9152-5
- [A-17] Elmore, W.: Pilot Protective Relaying (ABB), Marcel Dekker, New York, 2000

- [A-18] Neugebauer, H.: Selektivschutz; Springer-Verlag Berlin/Göttingen/Heidelberg, 1958
- [A-19] Erich, M.: Relaisbuch (VDEW); Franck'sche Verlagshandlung, Stuttgart, 1959
- [A-20] Warrington, A.R.C.: Protective Relays. Their Theory and Practice Verlag Chapman and Hall, Band 1, London, 1962
- [A-21] Clarke, E.: Circuit Analysis of A-C Power Systems, Vols. I and II, General Electric Co., Schenectady, N.Y., 1943 und 1950

13.3. Дополнительная литература

- [Д-1] Шнеерсон Э. М.: Цифровая релейная защита – М.: Энергоатомиздат, 2007. 549 с.

14. Приложение

Обозначения функций защиты согласно стандартам IEC 60617 и IEEE/ANSI C37-2

Функции защиты	Обозначение согласно стандарту IEC	Обозначение согласно стандарту ANSI
Функция дистанционной защиты	$Z <$	21
Функция защиты от повышения напряжения	$\theta >$	26
Функция защита по мощности	$\vec{P} >$	32
Функция токовой защиты обратной последовательности (ТЗОП)	$I_2 >$	46
Функция защиты от термической перегрузки	$\Theta >$	49
Функция токовой отсечки от междуфазных КЗ	$I >>$	50
Функция токовой защиты от междуфазных КЗ, действующей с выдержкой времени	$I >, t$	51
Функция токовой отсечки от КЗ на землю	$I_E >>$	50N
Функция токовой защиты от КЗ на землю, действующей с выдержкой времени	$I_E >, t$	51N
Функция защиты от повышения напряжения	$U >$	59
Функция защиты по напряжению нулевой последовательности	$U_0 >$	59N
Функция токовой направленной защиты от КЗ на землю (ТНЗНП)	$\vec{I}_E >$	67N

Функция защиты от понижения частоты	$f <$	81U
Функция защиты от повышения частоты	$f >$	81O
Функция дифференциальной защиты	$I_d > (\Delta I >)$	87