

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Электроснабжение»

Л. И. Евминов, В. В. Курганов

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2011

УДК 621.316.925(075.8)
ББК 31.27-05я73
Е19

Рецензенты: кандидат технических наук, доцент кафедры «Электрические станции»
Белорусского национального технического университета *А. А. Тишечкин*;
кандидат технических наук, доцент Белорусского государственного
аграрного технического университета *И. В. Протосовицкий*

Евминов, Л. И.

Е19 Релейная защита : учеб. пособие / Л. И. Евминов, В. В. Курганов ; М-во образования
Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого,
2011. – 533 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ;
свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим
доступа: <http://lib.gstu.local>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-420-924-1.

Рассмотрены принципы построения, схемы и расчеты параметров срабатывания релейных
защит элементов электроэнергетических систем. Особое внимание уделено применению современ-
ных микропроцессорных реле защиты, автоматики, измерения и управления электроэнергети-
ческими объектами.

Для студентов вузов, обучающихся по электроэнергетическим специальностям. Может
быть использовано инженерно-техническими работниками, кто по роду занятий сталкивается с
проектированием и эксплуатацией релейной защиты.

УДК 621.316.925(075.8)
ББК 31.27-05я73

ISBN 978-985-420-924-1

© Евминов Л. И., Курганов В. В., 2011
© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2011

Оглавление

<i>Введение</i>	7
1. Общие вопросы выполнения релейной защиты и автоматики	10
1.1. Назначение релейной защиты	10
1.2. Этапы развития релейной защиты	11
1.3. Повреждения и ненормальные режимы в электроэнергетической системе	12
1.4. Разновидности реле защиты и релейных защит	15
1.5. Основные требования, предъявляемые к релейной защите.....	18
1.6. Основные органы релейной защиты.....	22
1.7. Разновидности и назначение автоматики.....	22
2. Трансформаторы тока и напряжения	27
2.1. Трансформаторы тока	27
2.2. Трансформаторы напряжения	38
3. Особенности расчета коротких замыканий для релейной защиты	45
3.1. Общие положения	45
3.2. Междугазные короткие замыкания в одной точке	46
3.3. Короткие замыкания на землю в системах с заземленной нейтралью	48
3.4. Составление схемы замещения	51
3.5. Приведение на сторону высшего напряжения токов короткого замыкания за трансформатором.....	59
3.6. Учет регулятора под нагрузкой трансформаторов при расчетах токов короткого замыкания	65
3.7. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках напряжением до 1000 В	69
3.8. Учет изменения активного сопротивления проводников при коротком замыкании	78
4. Источники оперативного тока	93
4.1. Назначение и общие требования.....	93
4.2. Аккумуляторная батарея.....	93
4.3. Блоки питания выпрямленного оперативного тока.....	98
4.4. Оперативное питание от предварительно заряженных конденсаторов	100
4.5. Реле прямого действия на переменном оперативном токе	101
4.6. Схемы дешунтирования отключающей катушки выключателя.....	102

4.7. Защиты с автономным питанием	103
4.8. Выбор принципов выполнения оперативного тока на подстанциях	104
5. Схемы вторичных соединений, цепи управления и сигнализации высоковольтных выключателей	106
5.1. Схемы вторичных соединений	106
5.2. Схемы управления и сигнализации высоковольтных выключателей	113
6. Цифровые реле, системы управления и сбора информации.....	139
6.1. Основные характеристики микропроцессорных устройств	139
6.2. Описание микропроцессорных устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики	139
6.3. Особенности обработки информации в цифровых реле	160
6.4. Особенности эксплуатации микропроцессорных защит	169
7. Релейная защита линий напряжением 6–35 кВ.....	184
7.1. Основные принципы выполнения защиты	184
7.2. Выбор характеристик и расчет уставок ступенчатых токовых защит от междуфазных коротких замыканий	193
7.3. Защита от замыканий на землю в сетях 6–35 кВ	211
7.4. Назначение и разновидности дуговых защит	216
7.5. Логическая селективность защит линий	228
7.6. Особенности устройства автоматического повторного включения линий	229
7.7. Ускорение максимальной токовой защиты при включении выключателя	230
7.8. Особенности выбора защит и их уставок на тупиковых линиях 35 кВ	231
7.9. Техническая реализация ступенчатых токовых защит	235
7.10. Поперечная дифференциальная защита параллельных линий	240
8. Релейная защита линий напряжением 110–220 кВ	243
8.1. Общие сведения	243
8.2. Выбор аппаратуры для тупиковых линий напряжением 110–220 кВ	245
8.3. Дистанционные защиты	246
8.4. Продольная дифференциальная защита линий	272
8.5. Высокочастотные каналы связи	274
8.6. Дифференциально-фазная высокочастотная защита линий	276
8.7. Направленная защита с высокочастотной блокировкой	279

9. Релейная защита трансформаторов и автотрансформаторов	281
9.1. Общие сведения.....	281
9.2. Требования к выполнению защит трансформаторов	283
9.3. Дифференциальная защита.....	284
9.4. Газовая защита трансформатора	309
9.5. Защита от сверхтоков при внешних коротких замыканиях.....	312
9.6. Токовая отсечка трансформатора	331
9.7. Защита от перегрузки трансформатора	332
9.8. Токовая защита нулевой последовательности от однофазных коротких замыканий на стороне 0,4 кВ	334
9.9. Резервирование защит трансформатора.....	336
9.10. Примеры расстановки цифровых защит на трансформаторах	338
9.11. Автоматика трансформаторов.....	341
10. Релейная защита электродвигателей	359
10.1. Общие сведения.....	359
10.2. Характеристики асинхронных двигателей.....	362
10.3. Защита двигателей от междуфазных коротких замыканий	369
10.4. Защита электродвигателей от перегрузки.....	371
10.5. Элементы противоаварийной автоматики двигателя.....	380
10.6. Защита двигателей от замыкания на землю	381
10.7. Защита минимального напряжения	384
10.8. Защита электродвигателей напряжением до 1000 В.....	386
10.9. Особенности защиты синхронных двигателей.....	394
10.10. Зарубежные защиты двигателей	400
11. Релейная защита конденсаторных установок и сборных шин	404
11.1. Защита конденсаторных установок	404
11.2. Защита сборных шин.....	416
12. Автоматика электрических сетей	422
12.1. Автоматическое повторное включение	422
12.2. Автоматический ввод резерва	442
12.3. Автоматическая частотная разгрузка	465
12.4. Автоматическое регулирование напряжения в электрических сетях	482
13. Защита электрических сетей напряжением до 1 кВ	487
13.1. Общие сведения.....	487
13.2. Защита предохранителями.....	487

13.3. Защита автоматическими выключателями сетей до 1000 В.....	502
13.4. Выбор уставок срабатывания предохранителей и автоматических выключателей	508
13.5. Ток однофазного короткого замыкания по условиям срабатывания защитного аппарата	513
13.6. Определение границ действия защиты от однофазных коротких замыканий в сети с асинхронными двигателями	514
<i>Литература</i>	521
<i>Приложение</i>	522

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетические сети и системы характеризуются непрерывностью производства и потребления электроэнергии во времени, быстротечностью протекания электромагнитных возмущающих воздействий и неизбежностью возникновения повреждений. В таких условиях надлежащее качество и надежность электроснабжения могут быть обеспечены только при широком применении комплекса автоматических устройств, среди которых первостепенное значение имеют устройства релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (РЗА). Устройства РЗА предназначены для быстрой автоматической локализации поврежденного электрооборудования или линии системы электроснабжения, автоматического восстановления напряжения на неповрежденных участках и предотвращения ненормальных режимов.

Применение устройств РЗА началось в конце XIX в. одновременно с появлением первых линий электропередач. На первом этапе элементная база устройств РЗА строилась на электромеханических реле, затем – на микроэлектронных реле и в последние годы – на микропроцессорных (цифровых) реле. В Республике Беларусь в значительной степени еще используются РЗА на электромеханической элементной базе, однако вновь строящиеся и реконструируемые объекты электроснабжения оборудуются современными микропроцессорными устройствами защиты и автоматики – цифровыми реле (ЦР). Отличительной особенностью цифровых реле является их многофункциональность и универсальность, т. е. возможность без аппаратной избыточности в одно реле заложить множество видов защит с различными характеристиками срабатывания, а также заложить функции автоматики, измерения, управления и сигнализации. Такая многофункциональность обеспечивается тем, что обработка информации в цифровом реле осуществляется исключительно программными средствами с использованием математического аппарата. Термин «цифровое реле» применяется в странах СНГ. Зарубежные фирмы называют их «терминалами», поскольку они, обладая универсальностью, имеют интерфейсы с ПЭВМ и выходы для подключения связи с АСУ ТП.

Переход на цифровые принципы обработки информации в микропроцессорных реле существенно улучшил их эксплуатационные качества, такие как:

– надежность, быстродействие и непрерывный автоматический контроль;

- малое потребление от измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения;
- возможность запоминания параметров аварийных процессов;
- возможность реализации более сложных и совершенных алгоритмов, удобство наладки, настройки и эксплуатации;
- интеграция (объединение) систем оперативного и автоматического управления, позволяющая создать цифровое реле в пределах одного защищаемого объекта;
- сервисные возможности и самодиагностика.

Внедрение цифровых реле на электроэнергетических объектах обосновывается следующей экономической эффективностью:

1. Многофункциональность цифровых реле. При малых габаритах одно цифровое реле заменяет от 10 до 20 аналоговых реле, а также несколько измерительных приборов, которые в совокупности выполняют такие же функции (экономия подсчитывается по стоимости реле, приборов и монтажных работ).

2. Непрерывная самодиагностика и высокая аппаратная надежность, практически исключая возможность отказа защиты при коротком замыкании (КЗ) и, как следствие, предотвращающая ущерб от перерыва электроснабжения потребителей.

Аналоговые защиты не обладают свойством самодиагностики и могут оказаться в неисправном состоянии в течение периода между плановыми проверками сроком до 2–5 лет, что неизбежно приведет к отказу защиты при КЗ. В случае неисправности цифровых реле за счет непрерывной самодиагностики мгновенно выдается сигнал неисправности. Следовательно, замена этого реле или неисправного блока происходит оперативно, без ожидания аварийной ситуации на защищаемом элементе. Кроме того, самодиагностика цифровых реле позволяет в несколько раз увеличить период плановых проверок или вообще от них отказаться (экономия в заработной плате за счет уменьшения численности ремонтного персонала). Так, по данным сетевого района VIRAT (Финляндия), все подстанции которого оборудованы цифровыми реле, существенно снизились затраты на ремонт, сократились перерывы электроснабжения. На все обслуживание вместо трех ремонтных бригад стала использоваться одна, состоящая из двух работников.

3. Ускорение отключения КЗ благодаря существенному уменьшению ступени селективности по времени и точности работы цифровых реле (может дать экономию за счет применения проводов линии

или кабелей меньшего сечения, выбранных по условию их термической стойкости).

4. С применением цифровых реле совершенствуются способы обеспечения селективности (логическая селективность) и резервирование отказов выключателей (УРОВ). Наряду с дальним резервированием применяется и местное дублирование защит. В этом смысле цифровые реле обладают явным преимуществом, поскольку все комплекты основных и резервных защит располагаются в отдельных ящиках, подключаемых к отдельным ТТ или даже к отдельным источникам оперативного тока и катушкам отключения выключателя.

В данном учебном пособии подлежат изучению преобладающие пока электромеханические защиты и современные микропроцессорные РЗ, которые успешно эксплуатируются на линиях, трансформаторах, двигателях и т. д., что позволяет оптимально решать сложную задачу, надежную отстройку защиты от максимальных нагрузок и качаний при сохранении достаточной чувствительности и селективности при КЗ.

Следует отметить, что принципы построения и расчет параметров срабатывания РЗ независимо от применяемой элементной базы не изменились.

1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ВЫПОЛНЕНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

1.1. Назначение релейной защиты

Основным назначением РЗ является выявление места возникновения КЗ и быстрое автоматическое отключение выключателей поврежденного оборудования или участка сети от остальной неповрежденной части электрической установки или сети.

Кроме повреждений электрического оборудования могут возникать нарушения нормальных режимов его работы (перегрузка, замыкание на землю одной фазы в сети с изолированной нейтралью, выделение газа в результате разложения масла в трансформаторе или понижение уровня масла в его расширителе и т. д.). При нарушениях нормальных режимов работы электрического оборудования нет необходимости немедленного его отключения, т. к. эти явления не представляют непосредственной опасности для оборудования и могут самоустраниться.

Таким образом, вторым назначением РЗ является выявление нарушений нормальных режимов работы оборудования, которые могут привести к аварии, а также подача предупредительных сигналов обслуживающему персоналу или отключение оборудования с выдержкой времени.

Согласно требованиям [1], [2] силовое оборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от КЗ и нарушений нормальных режимов работы устройствами РЗ.

Свое название РЗ получила от основного элемента схем защиты – реле, что в переводе с французского означало «перекладная лошадь». В настоящее время термином «реле» обозначается широкая группа автоматических приборов и устройств, используемых в РЗ, автоматике, телемеханике и других отраслях техники.

В РЗ под термином «реле» понимается автоматическое устройство, которое приходит в действие (срабатывает) при определенном значении воздействующей на него входной величины, которая называется *уставкой реле*. Так, реле максимального тока при увеличении тока в контролируемой цепи (куда включена токовая обмотка этого реле) до заданного значения, называемого током срабатывания или уставкой, замыкает своими контактами управляемую электрическую цепь.

Под устройством РЗ подразумевается совокупность реле, приборов и вспомогательных элементов, которые при повреждениях и ненормальных режимах работы оборудования должны действовать на отключение электрооборудования или на сигнал.

1.2. Этапы развития релейной защиты

Реле впервые было разработано и построено русским ученым П. Л. Шиллингом в 1830–1832 гг. Это реле составляло основную часть вызывного устройства в разработанном им телеграфе.

Основные этапы развития техники РЗА следующие:

- Для защиты электрооборудования от КЗ до конца XIX в. применялись плавкие предохранители.
- В 1901 г. появляются индукционные реле тока.
- В 1908 г. разрабатывается дифференциальный токовый принцип.
- В 1910 г. появляются токовые направленные защиты.
- В начале 20-х гг. разработаны первые дистанционные защиты.
- В 1923–1928 гг. предпринимаются первые шаги по использованию для защиты электронных устройств.
- В 1932 г. была разработана дистанционная защита на электронных лампах.
- В 70-е гг. началось широкое применение для РЗА электронных устройств, выполненных на дискретных полупроводниковых приборах.
- В 80-е гг. началось применение микроэлектронных устройств РЗА на интегральных микросхемах.
- В начале 90-х гг. и по настоящее время – внедряется новое поколение устройств РЗА, построенное на микропроцессорной элементной базе.

Основные производители цифровых реле представлены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Основные производители цифровых реле

Название фирмы	Страна (город)	Основные типы цифровых реле для защиты		
		линии	трансформатора	двигателя
<i>Areva</i> (реле Micom)		P120, P540	P631	P241
<i>ABB</i>	Швеция	REF54, REL52	RET316	REM542
АББ-Чебоксары	Россия	SPAC801	SPAD804	SPAJ802
<i>Merlin Gerin</i>	Франция	Sepam 2000 SO	Sepam 2000 TO	Sepam 2000 MO
<i>Siemens</i>	Германия	7SJ511	7VT512	7UM513
<i>GE</i>	США	L60	F60	M60

Название фирмы	Страна (город)	Основные типы цифровых реле для защиты		
		линии	трансформатора	двигателя
SEL	–	SEL543	SEL551	–
Механотроника	Санкт-Петербург	БМР304	БМР305	БМР3 ДС
Радиус	Зеленоград	Сириус-М	Орион-М	–
Киевприбор	Украина	МР3С05; УЗА-10А.2(3)		–
РУП «Белэлектромонтажнадка»	Беларусь	МР500, МР600, МР700...		–

Таким образом, в настоящее время в электроэнергетических системах одновременно эксплуатируются устройства РЗА, построенные на различной элементной базе: электромеханические реле, блоки реле, шкафы и панели на интегральных микросхемах малой и средней степени интеграции (логические элементы и операционные усилители), а также защиты на микропроцессорной технике.

1.3. Повреждения и ненормальные режимы в электроэнергетической системе

Переходный процесс в электроэнергетической системе (ЭЭС) – процесс перехода от одного установившегося режима электроустановки к другому. Переходные процессы в ЭЭС оказывают существенное влияние на выбор структуры ЭЭС, выявление условий работы ЭЭС при аварийных режимах, а также на выбор средств управления, регулирования, РЗ и противоаварийной автоматики.

Практические задачи, при решении которых инженер РЗА сталкивается с необходимостью количественной оценки тех или иных величин во время электромагнитного переходного процесса, разнообразны и многочисленны. Однако все они объединены целью обеспечения надежности работы отдельных элементов и всей ЭЭС в целом.

При проектировании ЭЭС электрооборудование выбирается в два этапа.

Первый этап – предварительный выбор по параметрам длительных режимов, включая режимы перегрузки.

Второй этап – проверка предварительно выбранного электрооборудования по условиям его работы при переходных режимах (процессах).

Наиболее часто встречающимися причинами возникновения переходных процессов являются:

- КЗ в системе;
- включение и отключение двигателей и других крупных приемников электроэнергии, ЛЭП, генераторов, трансформаторов, автотрансформаторов;
- отключение или обрыв одной или двух фаз в трехфазной системе;
- несинхронные включения синхронных машин.

Наиболее тяжелые нарушения нормальной работы ЭЭС вызываются КЗ. Поэтому электрооборудование выбирается по параметрам продолжительных режимов и проверяется по параметрам кратковременных режимов, определяющим из которых является режим КЗ.

При эксплуатации ЭЭС могут иметь место замыкания и КЗ.

Замыкание – всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы электрическое соединение различных точек электроустановок между собой или с землей.

Короткое замыкание – не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в системах с заземленными нейтральными (или четырехпроводных) – также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод). При КЗ токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима.

Короткие замыкания бывают следующих видов: трехфазные, двухфазные, двухфазные на землю и однофазные. При определении параметров срабатывания защит в сетях 6–35 кВ расчетным видом является наибольший по величине ток трехфазного КЗ, а при оценке чувствительности защит – наименьший по величине ток двухфазного КЗ, а однофазные замыкания на землю не сопровождаются значительным увеличением тока. В сетях 110 кВ и выше учитываются также значения токов КЗ на землю.

К ненормальным режимам работы электрооборудования относятся перегрузка оборудования, повышение напряжения, понижение напряжения, режим работы двумя фазами, качания в энергосистеме.

Перегрузка оборудования вызывается увеличением тока сверх номинального значения. **Номинальным током** называется максимальное значение тока, допускаемое для данного оборудования в течение неограниченного времени. Если ток, проходящий по оборудованию, превышает номинальное значение, то за счет выделяемой им дополнительной

тепловой энергии температура токоведущих частей и изоляции через некоторое время превосходит допустимое значение, что приводит к ускоренному старению изоляции и токоведущих частей.

Время, допустимое для прохождения повышенных токов $t_{\text{доп}}$, зависит от величины токов. Характер этой зависимости, определяемой конструкцией оборудования и типом изоляционных материалов, приведен на рис. 1.1. Величина выделяемого тепла пропорциональна квадрату тока, и поэтому нагрев резко растет с увеличением кратности тока. Причиной сверхтока может быть увеличение нагрузки или появление КЗ за пределами защищаемого элемента (внешнее КЗ). Для предупреждения повреждения оборудования при его перегрузке необходимо принять меры к его разгрузке или отключению в пределах времени $t_{\text{доп}}$.

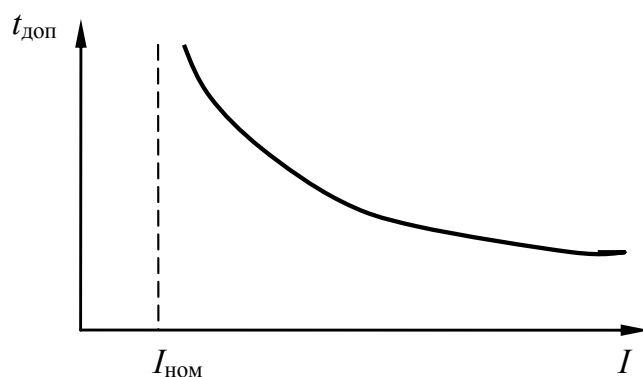


Рис. 1.1. Зависимость допустимой длительности перегрузки $t_{\text{доп}}$ электрооборудования от величины тока

Повышение напряжения возникает на трансформаторах, генераторах и линиях высокого напряжения и может быть передано в распределительные сети. В распределительных сетях появляются дополнительные причины для повышения напряжения: неправильная работа РПН, влияние емкостной компенсации при внезапном сбросе нагрузки. В ряде случаев величина такого напряжения может оказаться опасной для оборудования: электронных устройств, бытовых приборов, двигателей и трансформаторов.

Понижение напряжения опасно для электродвигателей, которые для поддержания необходимой величины вращающего момента увеличивают потребление тока, что приводит к их токовой перегрузке и выходу из строя. При понижении напряжения резко уменьшается светотдача ламп накаливания и погасание газоразрядных ламп. Защита от

понижения напряжения обычно применяется в сетях промышленного назначения, питающих электродвигатели, в особенности синхронные.

Режим работы двумя фазами происходит при обрыве фазы или перегорании предохранителя в питающей сети (неполнофазный режим). Двигатели при этом могут остаться в работе, если электромагнитный момент, развиваемый двигателем, больше момента сопротивления механизма или остановиться. В обоих случаях ток резко возрастает, что приводит к перегрузке и перегреву двигателя и выходу его из строя. Поэтому часто двигатели оснащаются специальной защитой от работы в неполнофазном режиме.

Качания в энергосистеме возникают при нарушении синхронной работы генераторов электростанций. Синхронизм в ЭЭС нарушается, например, при затяжных отключениях близких КЗ. При этом вектор ЭДС генератора, вблизи которого произошло КЗ, начинает отставать от вектора напряжения сети и в линии возникают качания, сопровождающиеся колебаниями напряжения и уравнительными токами. Уравнительный ток периодически с частотой менее 1Гц изменяется от нуля до максимального значения, величина которого может даже превысить ток КЗ на данной линии. Качания – очень опасный ненормальный режим. Большинство устройств РЗ, реагирующих на величину тока или сопротивления, могут приходить в действие при качаниях. Поэтому необходимо принимать меры, исключающие ложные срабатывания защит при возникновении качаний.

1.4. Разновидности реле защиты и релейных защит

По способу включения реле подразделяются на первичные и вторичные.

Первичные – реле, включаемые непосредственно в цепь защищаемого элемента. Достоинство первичных реле заключается в том, что для их включения не требуется измерительных трансформаторов, источников оперативного тока и контрольных кабелей.

Вторичные – реле, включаемые через измерительные ТТ или напряжения. Наибольшее распространение в технике РЗ получили вторичные реле, к достоинствам которых можно отнести следующее: они изолированы от высокого напряжения, расположены в удобном для обслуживания месте, выполняются стандартными на ток 5(1) А или напряжение 100 В независимо от тока и напряжения первичной защищаемой цепи.

По *исполнению* реле классифицируются на электромеханические, или индукционные с подвижными элементами и статические без подвижных элементов (электронные, микропроцессорные).

По *назначению* реле подразделяются на измерительные реле: реле тока (*КА*); реле напряжения (*КВ*); реле сопротивления (*КЗ*); реле мощности (*КМ*); реле частоты (*КФ*); комплектное цифровое реле (*АК*).

Для *измерительных реле* характерно наличие опорных элементов в виде калиброванных пружин, источников стабильного напряжения, тока и т. п.

Реле, срабатывающие при возрастании воздействующей на него величины, называются *максимальными*, а реле, срабатывающие при снижении этой величины, называются *минимальными*. Измерительные реле обладают высокой чувствительностью (воспринимают даже незначительные изменения контролируемого параметра) и характеризуются коэффициентом возврата (отношение воздействующей величины возврата к величине срабатывания реле, например, для реле максимального тока $K_{\text{в}} = I_{\text{в}} / I_{\text{ср}} < 1$, для реле минимального напряжения $K_{\text{в}} = U_{\text{в}} / U_{\text{ср}} > 1$).

Реле тока (КА) реагируют на величину тока и могут быть:

- первичные, встроенные в привод выключателя (РТМ);
- вторичные, включенные через ТТ:
 - электромагнитные – РТ-40;
 - индукционные – РТ-80;
 - тепловые – ТРА;
 - дифференциальные – РНТ, ДЗТ;
 - статические на интегральных микросхемах – РСТ;
 - фильтр – реле тока обратной последовательности РТФ.

Реле напряжения (КВ) реагируют на величину напряжения и могут быть:

- первичные – РНМ, РНВ;
- вторичные, включенные через трансформаторы напряжения:
 - электромагнитные – РН-50;
 - статические на интегральных микросхемах – РСН;
 - фильтр – реле напряжения обратной последовательности (РНФ).

Реле сопротивления (КЗ) реагируют на величину отношения напряжения к току – КРС, ДЗ-10.

Реле мощности (КМ) реагируют на направление протекания мощности КЗ:

- индукционные – РБМ-170, РБМ-270;
- статические на интегральных микросхемах – РМ-11, РМ-12.

Реле частоты (KF) реагируют на изменение частоты напряжения – на электронных элементах РЧ-1, РСГ.

Цифровое реле (AK) – это многофункциональное программное устройство, одновременно выполняющее функции реле тока, напряжения, мощности и т. д.

Логические, или вспомогательные реле подразделяются: на реле промежуточные (*KL*); реле времени (*KT*); реле сигнальные, или указательные (*KN*).

Реле промежуточные (KL) передают действие измерительных реле на отключение выключателя и служат для осуществления взаимной связи между элементами РЗ. Промежуточные реле предназначены для размножения сигналов, полученных от других реле, усиления этих сигналов и передачи команд другим аппаратам:

- электромагнитные постоянного тока – РП-23, РП-24, РП-17;
- электромагнитные переменного тока – РП-25, РП-26;
- электромагнитные постоянного тока с замедлением при срабатывании или возврате – РП-251, РП-252;
- электронные на интегральных микросхемах – РП-18.

Реле времени (KT) служат для замедления действия защиты:

- электромагнитные постоянного тока – РВ-100;
- электромагнитные переменного тока – РВ-200;
- электронные на интегральных микросхемах – РВ-01, РВ-03 и ВЛ.

Реле сигнальные, или указательные (KN) служат для регистрации действия как самих реле, так и других вторичных аппаратов (РУ-21, РУ-1).

По способу воздействия на выключатель реле подразделяются на реле прямого действия и реле косвенного действия.

Реле прямого действия – подвижная система механически связана с отключающим устройством коммутационного аппарата (РТМ, РТВ).

Реле косвенного действия – управляют электрической цепью электромагнита отключения коммутационного аппарата.

К основным видам РЗ относятся:

- токовая защита – ненаправленная или направленная (МТЗ, ТО, НМТЗ, ЗЗП);
- защита минимального напряжения (ЗМН);
- газовая защита (ГЗ);
- дифференциальная защита (ДЗТ, ДЗЛ);
- дистанционная защита (ДЗ);
- дифференциально-фазная (высокочастотная) защита (ДФЗ).

1.5. Основные требования, предъявляемые к релейной защите

К РЗ предъявляются такие основные требования, как селективность, быстрдействие, чувствительность, надежность.

Селективность, или **избирательность** – это способность РЗ выявлять место повреждения и отключать его только ближайшими выключателями.

При КЗ в точке $K1$ (рис. 1.2) для правильной ликвидации аварии должна подействовать защита на выключателе $Q1$ и отключить этот выключатель. При этом остальная неповрежденная часть электрической установки останется в работе. Такое избирательное действие защиты называется **селективным**.

Если же при КЗ в точке $K1$ раньше защиты выключателя $Q1$ подействует защита выключателя $Q2$ и отключит этот выключатель, то ликвидация аварии будет неправильной, т. к. кроме поврежденного электродвигателя $M1$, останется без напряжения неповрежденный электродвигатель $M2$. Такое действие защиты называется **неселективным**.

Из рис. 1.2 видно, что если при КЗ в точке $K1$ подействует неправильно защита выключателя $Q3$ и отключит этот выключатель, то последствия такого неселективного действия будут еще более тяжелыми, т. к. без напряжения останутся оба неповрежденных электродвигателя $M2$ и $M3$.

В технике РЗ принято называть предыдущая (нижестоящая) и последующая (вышестоящая) защиты на смежных линиях. Так, на рис. 1.2 у выключателя $Q1$ установлена предыдущая защита, а у выключателя $Q2$ – последующая. Нумерацию защит начинают от самой удаленной от источника питания G защиты.

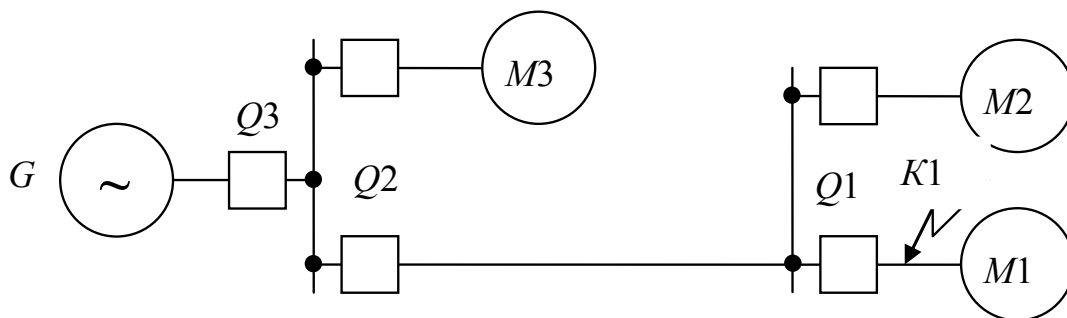


Рис. 1.2. Схема электроснабжения

Рассмотренный пример показывает, что выполнение требования селективности является важным для обеспечения правильной ликвидации аварий.

Применяется несколько способов обеспечения селективности.

Селективность по принципу действия. По принципу действия защиты могут иметь абсолютную или относительную селективность. В случае абсолютной селективности защита срабатывает только при КЗ в защищаемой зоне (например, газовая или дифференциальная защиты трансформатора). Защита, имеющая абсолютную селективность, принципиально не должна срабатывать при КЗ вне зоны действия (например, зона действия дифференциальной защиты ограничивается местом установки питающих ее ТТ). При относительной селективности защита срабатывает при КЗ в своей основной зоне, но может и применяться в качестве резервной при КЗ на смежных участках (например, максимальная токовая защита).

Селективность по чувствительности. Ток, напряжение или сопротивление срабатывания выбирается таким образом, чтобы последующая защита не действовала при КЗ на смежной линии или за трансформатором. Для этого (например, токовая отсечка (ТО)) отстраивается от токов КЗ в конце линии или за трансформатором и, следовательно, обладает селективностью по чувствительности.

Селективность по времени. Выдержка времени каждой последующей защиты (например, максимальной токовой) выбирается на ступень селективности больше предыдущей защиты. Поэтому последующая защита не успевает сработать, т. к. ее опережает предыдущая защита линии при КЗ на ней. Этот принцип наиболее прост, однако имеет существенный недостаток, заключающийся в том, что выдержка времени растет по мере приближения точки КЗ к источнику питания. Величина ступени селективности определяется точностью реле времени защиты, быстродействием примененного выключателя и для электромеханических защит составляет 0,5 с, а для микропроцессорных защит – 0,2–0,3 с.

Логическая селективность применяется в том случае, если смежные защиты объединены линией связи. При этом последующая защита срабатывает без выдержки времени (быстродействующая ступень) при условии, что не запустилась предыдущая защита. Пуск предыдущей защиты свидетельствует о том, что КЗ произошло на смежной линии и последующая защита переводится в режим временной селективности, т. е. она срабатывает, если откажет предыдущая защита

или ее выключатель. Логическую селективность целесообразно применять на коротких линиях и при использовании цифровых реле, у которых есть специальный вход «логического ожидания».

Быстродействие – это свойство РЗ отключать повреждение с минимально возможной выдержкой времени, т. к. быстрое отключение поврежденного оборудования или участка электрической установки предотвращает или уменьшает размеры повреждений, сохраняет нормальную работу потребителей неповрежденной части установки, предотвращает нарушение параллельной работы генераторов. Длительное протекание тока КЗ может привести к повреждению неповрежденных участков оборудования, линий, трансформаторов, по которым протекает ток КЗ вследствие термического перегрева оборудования. Допустимое время протекания тока через оборудование, не вызывающее его повреждения, указывается в ГОСТах на оборудование и находится в обратно-пропорциональной зависимости от величины тока (рис. 1.1).

Для обеспечения устойчивости параллельной работы генераторы, трансформаторы, линии электропередачи, по которым осуществляется параллельная работа, и все другие части электрической установки или электрической сети должны оснащаться быстродействующей РЗ, время действия которой не должно превышать 0,1 с, а для линий сверхвысокого напряжения – не более 0,02 с.

Чувствительность – это свойство защиты надежно срабатывать при КЗ в конце защищаемого участка в минимальном режиме работы системы.

Защита должна обладать такой чувствительностью к тем видам повреждений и нарушений нормального режима работы, на которые она рассчитана. Чувствительность защиты должна также обеспечивать ее действие при повреждениях на смежных участках. Так, если при повреждении в точке $K1$ (рис. 1.2) по какой-либо причине не отключится выключатель $Q1$, то должна подействовать защита следующего к источнику питания выключателя $Q2$ и отключить этот выключатель. Такое действие защиты называется **дальним резервированием смежного участка**.

Чувствительность защиты оценивается коэффициентом чувствительности $K_{\text{ч}}$, определяемым как отношение минимального значения контролируемого тока при КЗ в конце защищаемого участка к току срабатывания защиты. Коэффициенты чувствительности нормируются [1] и минимальная их величина составляет при КЗ в защищаемой

зоне $K_{\text{ч}} = 1,5$, в зоне резервирования – $K_{\text{ч}} = 1,2$, для быстродействующих дифференциальных защит $K_{\text{ч}} = 2$.

Коэффициент чувствительности учитывает погрешности реле, погрешности расчета параметров срабатывания РЗ, влияние переходного сопротивления и электрической дуги в месте КЗ.

Надежность – это свойство защиты гарантированно выполнять свои функции на протяжении всего периода эксплуатации. Защита должна правильно и безотказно действовать на отключение выключателей при всех повреждениях и нарушениях нормального режима работы и не действовать в нормальных условиях, а также при таких повреждениях и нарушениях нормального режима работы, при которых действие данной защиты не предусмотрено. Требование надежности обеспечивается совершенством принципов защиты и конструкций аппаратуры, добротностью деталей, простотой выполнения, а также уровнем эксплуатации.

Требуемое состояние устройств защиты поддерживается плановыми проверками РЗ, при которых необходимо выявить и устранить возникшие дефекты. У современных микропроцессорных устройств защиты существуют встроенные системы автоматической и тестовой проверки, которые позволяют быстро выявить появившиеся неисправности и тем самым предотвратить отказ или неправильную работу защиты. Глубина таких проверок может быть большой, но не 100 %. Поэтому наличие тестовых проверок или автоматического контроля не исключает необходимости плановых проверок, но существенно уменьшают их частоту и объем проведения.

Для повышения надежности защиты применяют принципы ближнего или дальнего резервирования. Ближнее резервирование обеспечивается установкой на данном присоединении второй, резервной защиты, а для резервирования отказа выключателя – специального устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ). При дальнем резервировании отказ защиты и выключателя резервируется защитой на вышестоящем, т. е. последующем элементе. При отсутствии такого резервирования последствия отказа не резервируемых защит очень тяжелы: это выгорание секций шин и трансформаторов на питающих подстанциях, выгорание отходящей линии на большом протяжении. Поэтому следует стремиться к применению средств ближнего и дальнего резервирования и отказываться от него только при полной технической невозможности осуществления.

1.6. Основные органы релейной защиты

Устройства РЗ состоят из следующих основных частей: пусковых органов, измерительных органов, логической части и исполнительной части.

Пусковые органы непосредственно и непрерывно контролируют состояние и режим работы защищаемого оборудования и реагируют только на возникновение КЗ и нарушения нормального режима работы. Пусковые органы выполняются с помощью реле тока, напряжения, мощности и др.

На *измерительные органы* возлагается задача определения места и характера повреждения и принятие решения о необходимости действия защиты. Измерительные органы также выполняются с помощью реле тока, напряжения, мощности и др. Функции пускового и измерительного органа могут быть объединены в одном органе.

Логическая часть представляет собой схему, которая запускается пусковыми органами и, сопоставляя последовательность и продолжительность действия измерительных органов, производит отключение выключателей мгновенно или с выдержкой времени, запускает другие устройства, подает сигналы и производит прочие предусмотренные действия. Логическая часть состоит в основном из элементов времени, промежуточных и указательных реле и индикаторных светодиодов или жидкокристаллических дисплеев.

Исполнительная часть (выходной орган) выполняет действие на отключение (включение) выключателей или других внешних устройств.

1.7. Разновидности и назначение автоматики

К основным устройствам автоматики относят:

– автоматическое повторное включение (АПВ).

Практика эксплуатации энергосистем показала, что значительное число КЗ имеет неустойчивый проходящий характер. При снятии напряжения с поврежденной цепи электрическая прочность изоляции в месте повреждения быстро восстанавливается и цепь вновь включается устройством АПВ в работу без осмотра и ремонта;

– автоматическое включение резервного питания, или автоматический ввод резерва (АВР).

Автоматический ввод резерва подключает резервный источник питания (трансформатор, линию) при исчезновении питания от рабочего источника.

Существуют также следующие виды *технологической автоматики*:

- автоматическое регулирование возбуждения генераторов и синхронных двигателей (СД) (АРВ);
- автоматическое регулирование положения переключателя регулятора под нагрузкой (РПН) силового трансформатора (АРНТ);
- автоматическая настройка дугогасящих катушек компенсации емкостного тока замыкания на землю в сети 6–35 кВ (АРК);
- автоматическая регулировка мощности батареи статических конденсаторов;
- автоматика охлаждения силовых трансформаторов;
- определение места повреждения на линии электропередачи (ОМП).

К противоаварийной режимной автоматике относят автоматическую частотную разгрузку (АЧР) и автоматическое включение потребителей, отключенных действием АЧР, после восстановления частоты (ЧАПВ).

Автоматическое регулирование возбуждения генераторов и синхронных двигателей. Автоматика управляет величиной тока возбуждения и воздействует на систему возбуждения генератора или СД, которая изменяет ток в обмотке ротора. Измерительные органы АРВ контролируют напряжение и ток генератора и поддерживают напряжение на выводах генератора согласно принятому закону регулирования.

Автоматическое регулирование напряжения силового трансформатора (АРНТ) устанавливается на трансформаторах, оснащенных РПН. Автоматика регулирует уровень напряжения на шинах низшего напряжения (НН) или среднего напряжения (СН) трансформатора путем переключения количества витков на стороне высшего напряжения (ВН) трансформатора. Обмотка ВН трансформатора имеет несколько ответвлений, которые можно переключать под нагрузкой. Поскольку число витков изменяется на стороне ВН, регулирование получается обратным: наибольшему количеству витков на стороне ВН соответствует наименьшее напряжение стороны СН или ВН. Нумерация ответвлений идет в обратном порядке: наибольшему числу витков соответствует наименьший номер ответвления (1), а наименьшему – наибольший номер ответвления (9, 19 и т. д.). Поэтому, для того чтобы поднять напряжение на стороне НН, нужно увеличить номер ответвления. Переключение ответвлений производится без разрыва цепи с помощью контакторов, расположенных в специ-

альном отсеке РПН. Этот отсек герметически изолирован от масла в баке трансформатора и имеет свою специальную газовую защиту на случай повреждения в нем.

Автоматика настройки дугогасящих катушек для компенсации емкостного тока замыкания на землю в сети 6–35 кВ. Дугогасящая катушка (реактор) компенсации емкостного тока замыкания на землю (ДГК) включается в нейтраль трансформатора, подключенного к шинам, где производится регулирование. Индуктивность катушки изменяется с помощью переключателя ответвления – ступенчато, или плавно, перемещением железного плунжера в магнитном зазоре сердечника ДГК или током подмагничивания магнитопровода, что позволяет плавно регулировать индуктивность ДГК. Для автоматического регулирования применяются специальные регуляторы, получившие название РАНК, АРК или САНК. Регулирование производится до момента настройки системы в резонанс, когда суммарное емкостное сопротивление сети равно индуктивному сопротивлению дугогасящей катушки. При этом емкостный ток замыкания на землю равен индуктивному току ДГК, а результирующий ток близок к нулю.

Автоматика регулирования батареи статических конденсаторов. Автоматика используется для дополнительной регулировки напряжения на шинах – при пониженном напряжении включается группа конденсаторов, которая это напряжение повышает (за счет уменьшения потерь напряжения в питающей линии от протекания реактивного тока). Кроме регулирования напряжения эта автоматика может служить для регулирования коэффициента мощности в электроустановках потребителей. Потребителей часто обязывают поддерживать коэффициент мощности своей электроустановки на уровне $\cos \varphi = 0,95$, что и выполняется путем подключения регулируемой батареи конденсаторов.

Автоматика охлаждения силовых трансформаторов. Применяется для управления охлаждением масляных трансформаторов. Существуют три системы принудительного охлаждения, которые указываются в обозначении типа трансформатора:

Д – дутьевое охлаждение (ТДН, ТРДН): на охладителях трансформаторов устанавливаются дутьевые вентиляторы, обдувающие их воздухом. Масло в охладители поступает путем естественной циркуляции.

ДЦ – дутьевое охлаждение с принудительной циркуляцией масла (ТДЦН) устанавливается на трансформаторах и автотрансформато-

рах большой мощности. Масло через охладители прокачивается специальными маслососами.

Ц – циркуляционное охлаждение – применяется на автотрансформаторах и трансформаторах очень большой мощности. В этой системе масло прокачивается через промежуточные охладители, которые в свою очередь охлаждаются циркулирующей через них водой.

Практически все трансформаторы большой и средней мощности в распределительных сетях имеют систему охлаждения Д. Трансформаторы малой мощности имеют естественное масляное охлаждение, при котором радиаторы охлаждаются путем естественной циркуляции воздуха.

Определение места повреждения на линии электропередачи (ОМП). Поиск места повреждения на линии представляет сложную задачу из-за значительной длины линии и бездорожья в тех местах, где она обычно проходит. Поэтому все линии напряжением 110 кВ и выше длиной свыше 20 км оснащаются средствами определения места повреждения. Желательно иметь такие средства и для линий меньшего напряжения и длины. Наиболее просто выявить место КЗ по его электрическим параметрам: току, напряжению, сопротивлению, которые изменяются при переносе точки КЗ вдоль линии. Параметры КЗ запоминаются специальными фиксирующими приборами, а затем по полученным данным производится расчет расстояния до места повреждения. Микропроцессорные защиты, как правило, запоминают параметры аварийного режима, при которых работала защита и их можно использовать для расчета. Более сложные устройства защиты (дистанционные защиты) обладают встроенной функцией определения места повреждения. Расстояние до места повреждения такими устройствами определяется по односторонним или двухсторонним замерам непосредственно в километрах.

Автоматическая частотная разгрузка и АПВ после АЧР (ЧАПВ). Устройства АЧР и ЧАПВ предназначены для поддержания частоты в системе в допустимых пределах. При снижении частоты ниже заданного уровня начинают отключаться потребители до тех пор, пока частота не достигнет допустимого уровня. При появлении избыточной генерации частота повышается, что фиксируется измерительными органами ЧАПВ и начинается включение потребителей также поочередно до тех пор, пока частота не опустится ниже уставки ЧАПВ, что означает исчерпание появившегося резерва мощности.

Контрольные вопросы

1. Назначение релейной защиты.
2. Что называется замыканием и коротким замыканием?
3. Перечислите основные разновидности реле.
4. Назовите основные разновидности релейных защит.
5. Как разделяются реле по способу включения, по исполнению и по назначению?
6. Какие основные требования предъявляются к релейной защите?
7. Перечислите способы обеспечения селективности.
8. Назовите основные органы релейной защиты.
9. Основные виды автоматики, их назначение.
10. Назначение АПВ.
11. Назначение АВР.
12. Назначение АРВ.
13. Назначение АРНТ.
14. Назначение АРК.
15. Назначение автоматики регулирования батареи статических конденсаторов.
16. Назначение автоматики охлаждения силовых трансформаторов.
17. Назначение ОМП.
18. Назначение АЧР.

рах большой мощности. Масло через охладители прокачивается специальными маслососами.

Ц – циркуляционное охлаждение – применяется на автотрансформаторах и трансформаторах очень большой мощности. В этой системе масло прокачивается через промежуточные охладители, которые в свою очередь охлаждаются циркулирующей через них водой.

Практически все трансформаторы большой и средней мощности в распределительных сетях имеют систему охлаждения Д. Трансформаторы малой мощности имеют естественное масляное охлаждение, при котором радиаторы охлаждаются путем естественной циркуляции воздуха.

Определение места повреждения на линии электропередачи (ОМП). Поиск места повреждения на линии представляет сложную задачу из-за значительной длины линии и бездорожья в тех местах, где она обычно проходит. Поэтому все линии напряжением 110 кВ и выше длиной свыше 20 км оснащаются средствами определения места повреждения. Желательно иметь такие средства и для линий меньшего напряжения и длины. Наиболее просто выявить место КЗ по его электрическим параметрам: току, напряжению, сопротивлению, которые изменяются при переносе точки КЗ вдоль линии. Параметры КЗ запоминаются специальными фиксирующими приборами, а затем по полученным данным производится расчет расстояния до места повреждения. Микропроцессорные защиты, как правило, запоминают параметры аварийного режима, при которых работала защита и их можно использовать для расчета. Более сложные устройства защиты (дистанционные защиты) обладают встроенной функцией определения места повреждения. Расстояние до места повреждения такими устройствами определяется по односторонним или двухсторонним замерам непосредственно в километрах.

Автоматическая частотная разгрузка и АПВ после АЧР (ЧАПВ). Устройства АЧР и ЧАПВ предназначены для поддержания частоты в системе в допустимых пределах. При снижении частоты ниже заданного уровня начинают отключаться потребители до тех пор, пока частота не достигнет допустимого уровня. При появлении избыточной генерации частота повышается, что фиксируется измерительными органами ЧАПВ и начинается включение потребителей также поочередно до тех пор, пока частота не опустится ниже уставки ЧАПВ, что означает исчерпание появившегося резерва мощности.

Контрольные вопросы

1. Назначение релейной защиты.
2. Что называется замыканием и коротким замыканием?
3. Перечислите основные разновидности реле.
4. Назовите основные разновидности релейных защит.
5. Как разделяются реле по способу включения, по исполнению и по назначению?
6. Какие основные требования предъявляются к релейной защите?
7. Перечислите способы обеспечения селективности.
8. Назовите основные органы релейной защиты.
9. Основные виды автоматики, их назначение.
10. Назначение АПВ.
11. Назначение АВР.
12. Назначение АРВ.
13. Назначение АРНТ.
14. Назначение АРК.
15. Назначение автоматики регулирования батареи статических конденсаторов.
16. Назначение автоматики охлаждения силовых трансформаторов.
17. Назначение ОМП.
18. Назначение АЧР.

2. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

2.1. Трансформаторы тока

Назначение и принцип действия трансформаторов тока. Трансформаторы тока служат для разделения (изоляции) первичных и вторичных цепей, а также для приведения величины тока к уровню, удобному для измерения (номинальный ток вторичной обмотки ТТ равен 1 А или 5 А).

Номинальные токи первичной обмотки ТТ могут быть: 5, 10, 15, 30, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 600, 800, 1000, 1500, 2000, 3000, 4000, 5000, 6000 А.

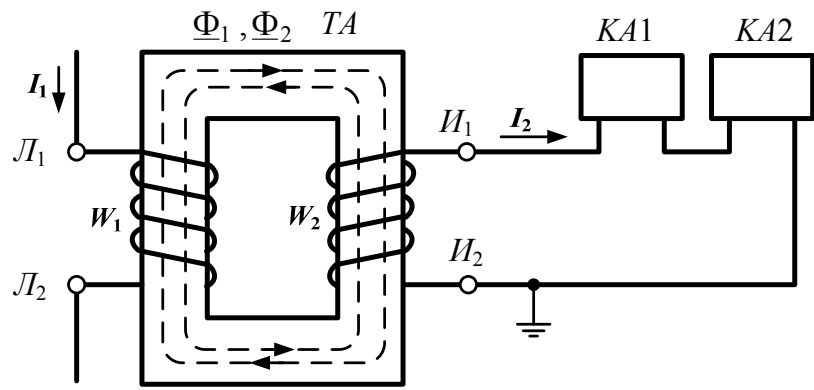
Трансформаторы тока предназначены для питания:

- измерительных приборов (амперметров, токовых обмоток счетчиков и др.);
- цепей РЗ.

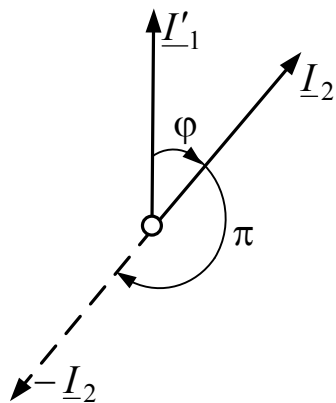
Схема включения ТТ *ТА* показана на рис. 2.1, *а*. Трансформатор тока состоит из стального сердечника и двух обмоток: первичной – с числом витков W_1 и вторичной – с числом витков W_2 . Часто ТТ изготавливаются с двумя и более сердечниками (кернами). В таких конструкциях первичная обмотка является общей для всех сердечников (рис. 2.1, *д*). Первичная обмотка имеет один или несколько витков и включается последовательно в цепь того элемента, в котором производится измерение тока или подключаются устройства РЗ. К вторичной обмотке, имеющей большое число витков, подключаются последовательно соединенные токовые цепи измерительных приборов и реле защиты.

Для правильного соединения ТТ между собой и подключения к ним реле мощности, ваттметров и счетчиков, выводы обмоток ТТ обозначаются (маркируются) заводами-изготовителями следующим образом (рис. 2.1, *а*): начало первичной обмотки – L_1 , конец первичной обмотки – L_2 , начало вторичной обмотки – I_1 , конец вторичной обмотки – I_2 . При монтаже ТТ их располагают так, чтобы начала первичных обмоток L_1 были обращены в сторону шин, а концы L_2 – в сторону защищаемого оборудования.

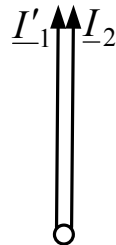
При маркировке обмоток ТТ за начало вторичной обмотки I_1 принимается тот ее вывод, из которого ток выходит, если в этот момент в первичной обмотке ток проходит от начала L_1 к концу L_2 , как показано на рис. 2.1, *а*. Таким образом, при включении реле *КА* по этому правилу ток в реле при включении его через ТТ сохраняет то же направление, что и при включении непосредственно в первичную цепь.



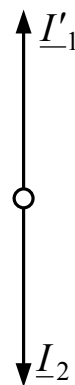
a)



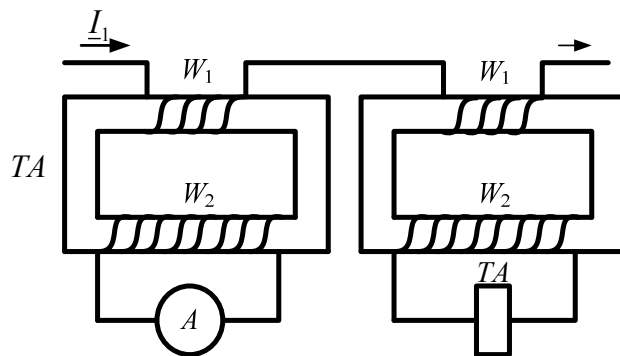
б)



в)



г)



д)

Рис. 2.1. Схемы включения ТТ (а, д) и векторные диаграммы токов (б–г):
а – с одним сердечником; д – с двумя сердечниками

Ток, проходящий по первичной обмотке ТТ, называется *первичным* и обозначается \underline{I}_1 , а ток во вторичной обмотке – *вторичным* и обозначается \underline{I}_2 . Ток \underline{I}_1 создает в сердечнике ТТ магнитный поток $\underline{\Phi}_1$, который индуцирует во вторичной обмотке вторичный ток \underline{I}_2 ,

также создающий в сердечнике магнитный поток $\underline{\Phi}_2$, но направленный противоположно магнитному потоку $\underline{\Phi}_1$. Результирующий магнитный поток в сердечнике $\underline{\Phi}_0$, согласно закону полного тока, равен:

$$\underline{\Phi}_0 = \underline{\Phi}_1 - \underline{\Phi}_2. \quad (2.1)$$

Магнитный поток $\underline{\Phi}_1$ зависит от значения создающего его тока и от количества витков обмотки, по которой этот ток проходит. Произведение тока на число витков называется *магнитодвижущей силой* F и выражается в ампервитках. Поэтому выражение (2.1) можно заменить выражением

$$\underline{F}_{\text{нам}} = \underline{F}_1 - \underline{F}_2 = \underline{I}_1 W_1 - \underline{I}_2 W_2 = \underline{I}_{\text{нам}} W_1, \quad (2.2)$$

где $\underline{I}_{\text{нам}}$ – ток намагничивания, являющийся частью первичного тока. Он обеспечивает результирующий магнитный поток в сердечнике.

Разделив все члены выражения (2.2) на W_2 , получим

$$\underline{I}_{\text{нам}} (W_1 / W_2) = \underline{I}_1 (W_1 / W_2) - \underline{I}_2. \quad (2.3)$$

Поскольку при значениях первичного тока, близких к номинальному, ток намагничивания не превышает 0,5–2 % номинального тока, то в этих условиях можно с некоторым приближением считать $\underline{I}_{\text{нам}} = 0$. Тогда из выражения (2.3) следует:

$$\underline{I}_1 / \underline{I}_2 = W_2 / W_1 = K_{I_B}. \quad (2.4)$$

Отношение витков $W_2 / W_1 = K_{I_B}$ называется *витковым коэффициентом трансформации* ТТ.

Отношение номинального первичного тока к номинальному вторичному току называется *номинальным коэффициентом трансформации*:

$$\underline{I}_{1\text{ном}} / \underline{I}_{2\text{ном}} = K_I. \quad (2.5)$$

Номинальные коэффициенты трансформации указываются на щитках ТТ, а также на схемах в виде дроби, в числителе которой – номинальный первичный ток, а в знаменателе – номинальный вторичный ток, например, 600/5 или 1000/1. Определение вторичного тока по известному первичному току и наоборот производится по номинальному коэффициенту трансформации в соответствии с формулами: $I_2 = I_1 / K_I$ или $I_1 = K_I I_2$.

В нормальном режиме ТТ, вторичная обмотка которых замкнута на малое сопротивление токовых обмоток приборов и реле, работают в режиме, близком к КЗ.

Из условий безопасности персонала при пробое изоляции между первичной и вторичной обмотками вторичные обмотки ТТ должны быть *обязательно заземлены*. Заземление вторичных цепей ТТ выполняется в одной точке на ближайшей к ним клеммной сборке.

Погрешности трансформаторов тока. Коэффициент трансформации ТТ не является строго постоянной величиной и из-за погрешностей первичные и вторичные токи могут отличаться от номинальных значений. Погрешности ТТ зависят главным образом от кратности первичного тока по отношению к номинальному току первичной обмотки и от нагрузки, подключенной к вторичной обмотке. При увеличении нагрузки или тока вышеопределенных значений погрешность возрастает и ТТ переходит в другой класс точности.

Для измерительных приборов погрешность относится к зоне нагрузочных токов $(0,2-1,2) I_{ном}$. Эта погрешность именуется классом точности и может быть равна 0,2; 0,5; 1,0; 3,0.

Требования к работе ТТ, питающих РЗ, существенно отличаются от требований к ТТ, питающим измерительные приборы. Если ТТ, питающие измерительные приборы, должны работать точно в пределах своего класса при токах нагрузки, близких к номинальному току, то ТТ, питающие РЗ, должны работать с достаточной точностью при прохождении токов КЗ, значительно превышающих номинальный ток ТТ. Для цепей РЗ выпускаются ТТ класса Р или Д (для дифференциальных защит), в которых не нормируется погрешность при малых токах. В настоящее время выпускаются ТТ классов 10Р и 5Р, погрешность которых нормируется во всем диапазоне токов.

Правила устройства электроустановок (ПУЭ) [1] требуют, чтобы ТТ, предназначенные для питания РЗ, имели погрешность не более 10 %. Погрешности возникают вследствие того, что действительный процесс трансформации в ТТ происходит с затратой мощности, которая расходуется на создание в сердечнике магнитного потока, перемагничивание стали сердечника (гистерезис), потери от вихревых токов и нагрев обмоток.

Выражению (2.3) соответствует электрическая схема замещения ТТ (рис. 2.2, а). Из схемы замещения видно, что первичный ток I'_1 , входящий в начало первичной обмотки L_1 , проходит по ее сопротивлению Z'_1 и разветвляется по двум параллельным ветвям. Основная

часть тока, являющаяся вторичным током I_2 , замыкается через сопротивление вторичной обмотки Z_2 и сопротивление нагрузки Z_H , состоящее из сопротивлений реле, приборов и соединительных проводов. Другая часть первичного тока $I'_{\text{нам}}$ замыкается через сопротивление ветви намагничивания $Z'_{\text{нам}}$ и, следовательно, в реле, которое подключено к вторичной обмотке ТТ, не попадает. Поскольку из всех затрат мощности наибольшая часть приходится на создание магнитного потока в сердечнике, то ветвь через $Z'_{\text{нам}}$ схемы замещения ТТ называется **ветвью намагничивания**, и ток, проходящий по этой ветви, называется **током намагничивания** $I_{\text{нам}}$.

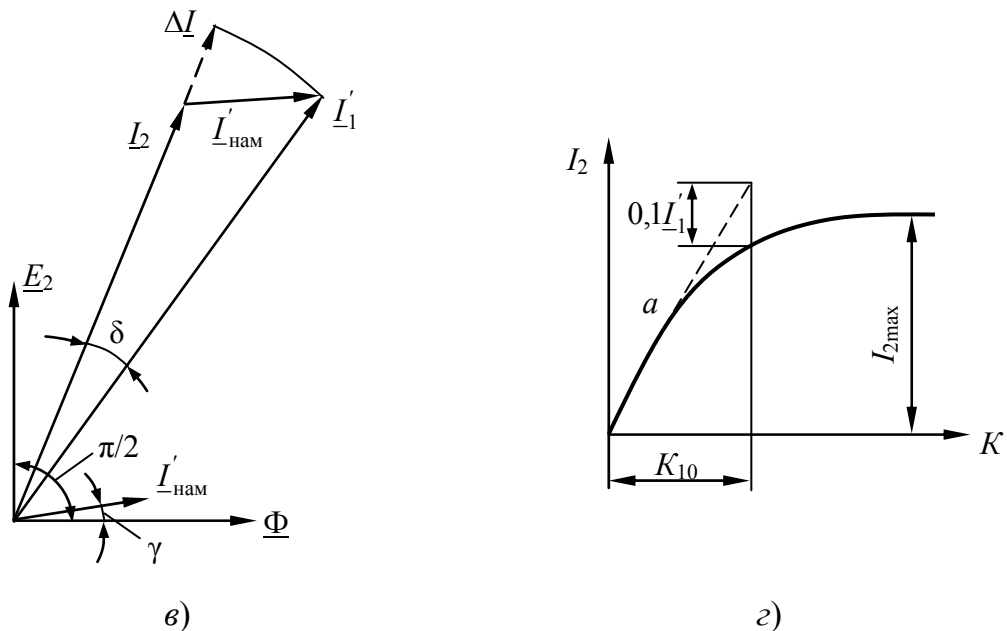
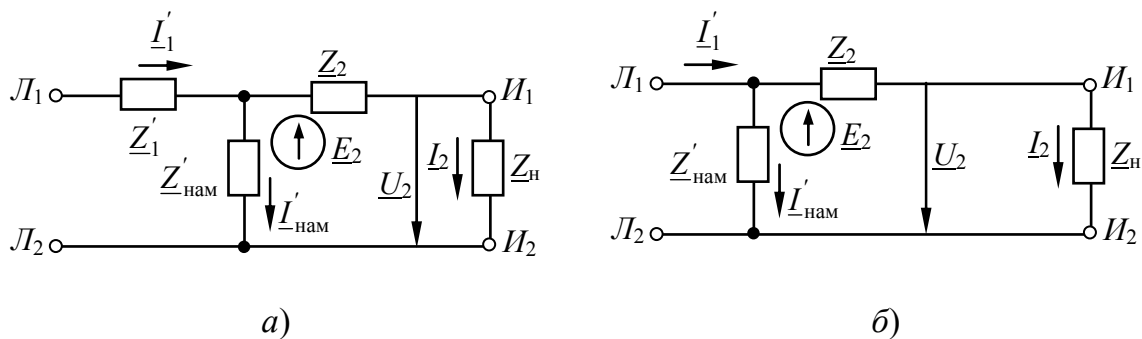


Рис. 2.2. Схемы замещения ТТ, его векторная диаграмма (б) и зависимость вторичного тока от кратности первичного тока (z):

Z'_1 и Z_2 – сопротивления первичной и вторичной обмоток;
 $Z'_{\text{нам}}$ – сопротивление ветви намагничивания

Таким образом, схема замещения показывает, что во вторичную обмотку ТТ поступает не весь трансформированный первичный ток, равный I_1/K_I , а его часть, следовательно, процесс трансформации происходит с погрешностями.

Из схемы замещения ТТ видно, что сопротивление первичной обмотки Z'_1 не влияет на распределение тока между ветвью намагничивания $Z_{\text{нам}}$ и ветвью нагрузки $Z_{\text{н}}$, поэтому из схемы замещения (рис. 2.2, б), в соответствии с которой построена векторная диаграмма (рис. 2.2, в), оно исключено.

При размыкании цепи вторичной обмотки ТТ он превращается в повышающий трансформатор, резко возрастает ток намагничивания $I_{\text{нам}} = I_1$, и при достаточном уровне первичного тока индукция в сердечнике ТТ достигает насыщения. Вследствие насыщения сердечника ТТ при синусоидальном первичном токе магнитный поток в сердечнике будет иметь несинусоидальную форму. Поэтому ЭДС во вторичной обмотке, пропорциональная скорости изменения магнитного потока, будет очень велика и может превышать 1000 В, что опасно для обслуживающего персонала и для межвитковой изоляции ТТ.

Кроме появления опасного напряжения на разомкнутой вторичной обмотке, может иметь место повышенный нагрев стального сердечника из-за больших потерь в стали магнитопровода. Это может привести к повреждению изоляции и к увеличению погрешностей ТТ вследствие остаточного намагничивания сердечника. На точность работы ТТ влияет не только нагрузка, но и величина первичного тока. На рис. 2.2, г представлена зависимость вторичного тока I_2 от кратности первичного тока $k = I_1/I_{\text{ном}}$ для некоторой постоянной нагрузки $Z_{\text{н}}$. До точки перегиба (точка а) эта зависимость считается прямой. Дальнейшее увеличение первичного тока из-за насыщения магнитопровода ТТ не приводит к росту вторичного тока, а ток намагничивания резко возрастает. Таким образом, точность ТТ с ростом кратности величины k ухудшается.

На рис. 2.2, в приведена упрощенная векторная диаграмма ТТ, из которой видно, что вектор вторичного тока \underline{I}_2 меньше значения первичного тока, деленного на коэффициент трансформации на величину $\Delta \underline{I}$ и сдвинут относительно него на угол δ . Таким образом, соотношение значений первичного и вторичного токов в действительности имеет вид

$$\underline{I}_2 = \frac{\underline{I}_1 - \underline{I}_{\text{нам}}}{K_I}. \quad (2.6)$$

Различают следующие виды погрешностей ТТ.

Токовая погрешность, или *погрешность в коэффициенте трансформации* определяется как арифметическая разность первичного тока, деленного на номинальный коэффициент трансформации I_1/K_I , и измеренного вторичного тока (отрезок ΔI на диаграмме рис. 2.2, в):

$$\Delta I = \frac{I_1}{K_I} - I_2. \quad (2.7)$$

Токовая погрешность вычисляется в процентах:

$$f = \frac{\Delta I}{I_1 K_I} 100. \quad (2.8)$$

Угловая погрешность определяется как угол δ сдвига вектора вторичного тока I_2 относительно вектора первичного тока I_1 (рис. 2.2, в) и считается положительной, когда I_2 опережает I_1 .

Полная погрешность ε определяется как выраженное в процентах отношение действующего значения разности мгновенных значений первичного и вторичного токов к действующему значению первичного тока.

При синусоидальных первичном и вторичном токах $\varepsilon = I_{\text{нам}}$. Из рассмотренного выше следует, что причиной возникновения погрешностей у ТТ является прохождение тока намагничивания, т. е. тока, который создает в сердечнике ТТ рабочий магнитный поток, обеспечивающий трансформацию первичного тока во вторичную обмотку. Чем меньше ток намагничивания, тем меньше погрешности ТТ.

Как видно из схемы замещения (рис. 2.2, а), ток намагничивания зависит от ЭДС E_2 и сопротивления ветви намагничивания $Z_{\text{нам}}$.

Электродвижущая сила E_2 может быть определена как падение напряжения от тока I_2 в сопротивлении вторичной обмотки Z_2 и в сопротивлении нагрузки $Z_{\text{н}}$:

$$E_2 = I_2(Z_2 + Z_{\text{н}}). \quad (2.9)$$

Сопротивление ветви намагничивания $Z_{\text{нам}}$ зависит от конструкции ТТ и качества стали сердечника. Это сопротивление не является постоянным и зависит от характеристики намагничивания стали. При насыщении стали сердечника ТТ $Z_{\text{нам}}$ резко уменьшается, что приводит к возрастанию $I_{\text{нам}}$ и, как следствие, – к возрастанию погрешностей ТТ.

Таким образом, условиями, определяющими погрешности ТТ, являются: отношение, т. е. кратность первичного тока, проходящего

через ТТ, к его номинальному току и величина нагрузки, подключенной к его вторичной обмотке.

Для увеличения допустимой вторичной нагрузки применяют ТТ с номинальным током вторичной обмотки 1 А вместо 5 А. Одноамперные ТТ могут нести нагрузку сопротивлением в 25 раз больше, чем пятиамперные, имеющие такие же конструктивные параметры и тот же номинальный ток первичной обмотки. Конечно, потребляемая мощность аппаратуры при этом остается прежней, однако получается существенный выигрыш за счет возможности применять длинные кабели с жилами меньшего сечения. По этой причине ТТ с вторичными токами 1 А нашли применение в основном на мощных подстанциях сверхвысокого напряжения, где требуется прокладывать длинные кабели для организации токовых цепей. В сетях напряжением 6–35 кВ, как правило, применяются пятиамперные ТТ, которые упрощают конструкцию за счет того, что требуется наматывать в 5 раз меньшее количество витков вторичной обмотки.

Схемы соединения вторичных обмоток трансформаторов тока. В трехфазной сети для подключения реле и измерительных приборов вторичные обмотки ТТ соединяются в различные схемы. Наиболее распространенные из них приведены на рис. 2.3.

На рис. 2.3, *а* представлена схема соединения в полную звезду, которая применяется для включения защиты от всех видов однофазных и междуфазных КЗ. На рис. 2.3, *б* – схема соединения в неполную звезду, используемая для включения защиты от междуфазных КЗ в сетях с изолированной нейтралью. На рис. 2.3, *в* – схема соединения в треугольник, используемая для получения разности фазных токов (например, для включения дифференциальной защиты трансформатора). На рис. 2.3, *г* – схема соединения на разность токов двух фаз (неполный треугольник), которая используется для включения защиты от междуфазных КЗ, так же как схема на рис. 2.3, *б*, и применяется для защиты электродвигателей. На рис. 2.3, *д* – схема соединения на сумму токов всех трех фаз (фильтр токов нулевой последовательности), используемая для включения защиты от однофазных КЗ на землю.

На рис. 2.3, *е* приведена схема последовательного соединения двух ТТ, установленных на одной фазе. При таком соединении нагрузка, подключенная к ним, распределяется поровну, т. е. на каждом из них уменьшается в 2 раза. Происходит это потому, что ток в цепи, равный $I_2 = I_1 / K_I$, остается неизменным, а напряжение, приходящееся на каждый ТТ, составляет половину общего. Рассмотренная схема применяется при использовании маломощных ТТ (например, встроенных в вводы выключателей и силовых трансформаторов). Коэффициент трансформации ТТ в такой схеме равен коэффициенту трансформации одного из них.

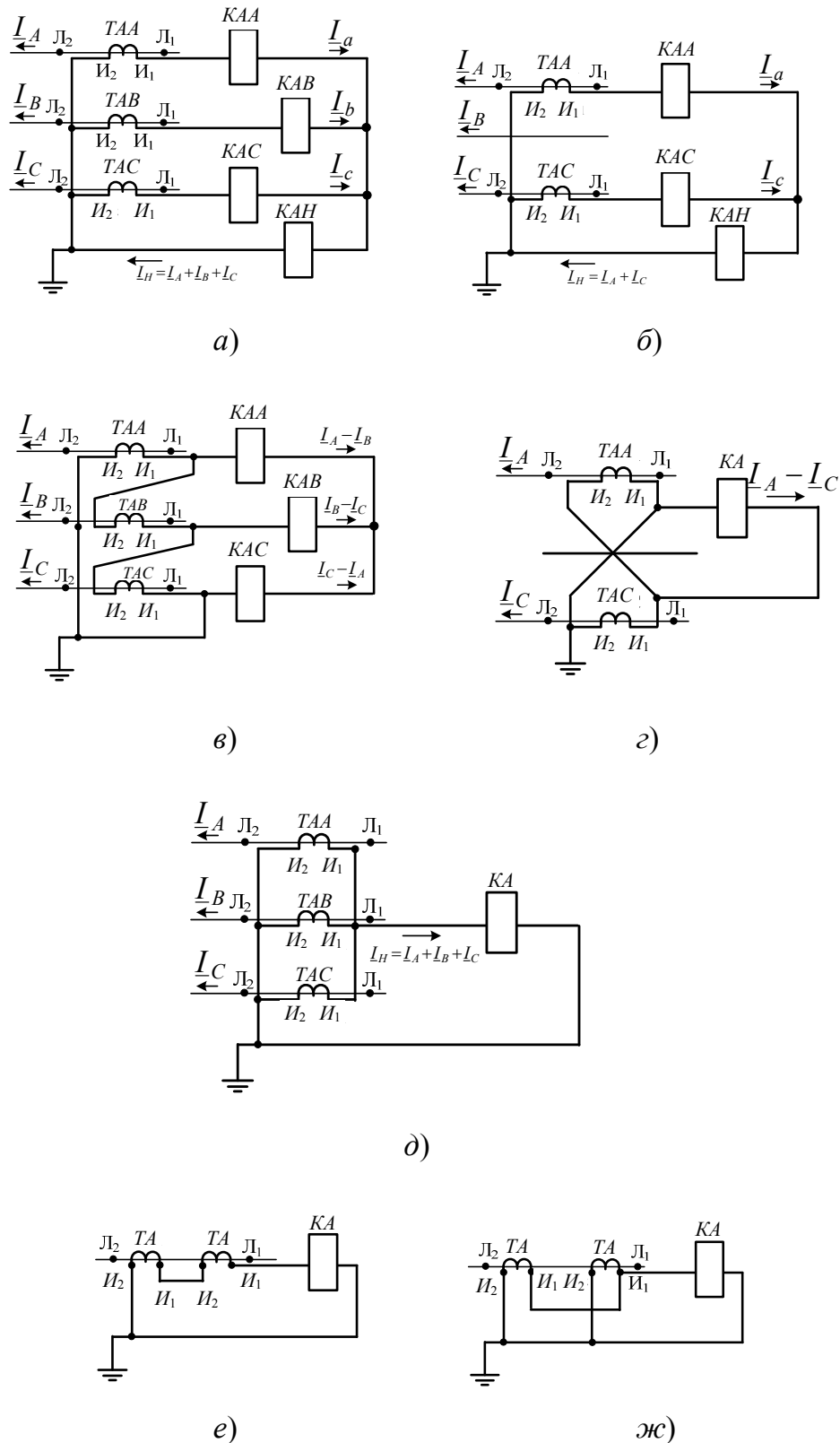


Рис. 2.3. Схемы соединения вторичных обмоток ТТ и реле:
 а – в полную звезду; б – в неполную звезду;
 в – в треугольник; з – на разность токов двух фаз; д – на сумму токов
 всех трех фаз; е – последовательное соединение двух ТТ;
 жс – параллельное соединение вторичных обмоток двух ТТ

На рис. 2.3, *ж* показана схема параллельного соединения вторичных обмоток двух ТТ, установленных на одной фазе. Коэффициент трансформации данной схемы в 2 раза меньше коэффициента трансформации одного ТТ. Схема параллельного соединения используется для получения нестандартных коэффициентов трансформации. Например, для получения коэффициента трансформации 37,5/5 соединяют параллельно два стандартных ТТ с коэффициентом трансформации 75/5.

Отношение тока, проходящего через реле защиты I_p к фазному току ТТ I_ϕ называется **коэффициентом схемы** $K_{cx} = I_p / I_\phi$. Для схем полной и неполной звезды (рис. 2.3, *а*, *б*) $K_{cx} = 1$. Для полного и неполного треугольника (рис. 2.3, *в*, *г*) $K_{cx} = \sqrt{3}$.

Выбор трансформаторов тока. Трансформаторы тока выбираются по номинальному току и напряжению установки и проверяются на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ. Кроме того, ТТ, используемые в цепях РЗ, проверяются на значение погрешности, которая не должна превышать 10 % по току и 7° по углу. Для проверки по этому условию в информационных материалах заводо-поставщиков ТТ и в другой справочной литературе даются следующие характеристики и параметры ТТ.

Кривые зависимости предельной кратности K_{10} от сопротивления нагрузки Z_n , подключенной к вторичной обмотке ТТ. Согласно ГОСТ 7726–78 **предельной кратностью** K_{10} называется наибольшее отношение, т. е. наибольшая кратность первичного тока, проходящего через ТТ, к его номинальному току, при которой полная погрешность ТТ (ε) при заданной вторичной нагрузке (табл. 2.1) не превышает 10 %. При этом гарантируется предельная кратность при номинальной вторичной нагрузке $Z_{н.ном}$, называемой **номинальной предельной кратностью** (рис. 2.4).

Зная кратность первичного тока, проходящего через ТТ при КЗ, можно по кривым предельной кратности для данного типа ТТ определить допустимую нагрузку $Z_{н.доп}$, при которой погрешность ТТ не будет превышать 10 %. И наоборот, зная действительное значение нагрузки, которая подключена (или должна быть подключена) к вторичной обмотке ТТ Z_n , можно по кривым предельной кратности определить допустимую кратность первичного тока K_{10} , при которой токовая погрешность ТТ не будет превышать 10 %. Например, при

сопротивлению $Z_2 = 2$ Ом допустимая кратность для данного ТТ равна 1,7 (рис. 2.4).

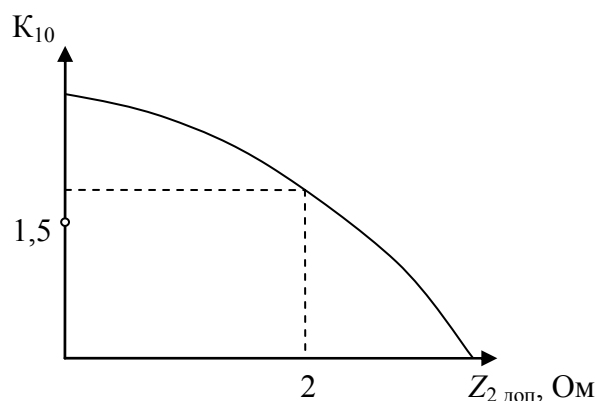


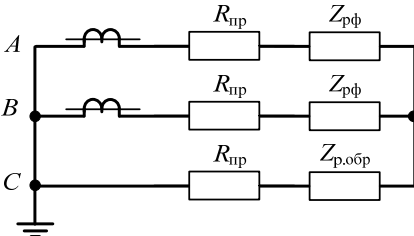
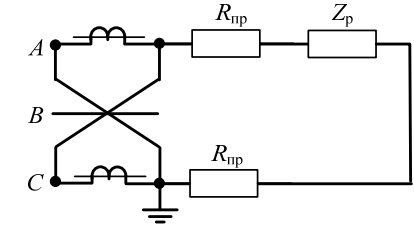
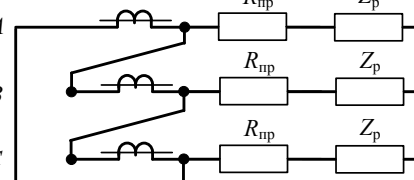
Рис. 2.4. Кривые предельной кратности ТТ

Кратность тока при близких КЗ может существенно превысить допустимую. В данном случае не только увеличивается погрешность ТТ, но и искажается форма кривой вторичного тока за счет насыщения сердечника. Если кратность тока превысит значение 40–60 для ТТ, то электромеханические и микроэлектронные реле тока могут отказать в работе: первые – из-за недопустимой вибрации контактов, вторые – из-за изменения характеристик срабатывания. Для данного случая в цифровых реле предусмотрено программное средство обеспечения восстановления синусоидальности кривой вторичного тока по нескольким мгновенным значениям, измеренным в начале периода (см. гл. 6).

Таблица 2.1

Расчет нагрузки в зависимости от схемы соединения трансформаторов тока

Схема соединения ТТ и реле	Вид КЗ	Формулы для определения нагрузки на зажимах вторичных обмоток
1. Полная звезда $K_{сх} = 1$ 	Трехфазное и двухфазное	$Z_{н.расч} = R_{пр} + Z_{р.ф} + R_{пер}$ Величина $R_{пер}$ во всех случаях принимается равной 0,1 Ом
	Однофазное	$Z_{н.расч} = 2R_{пр} + Z_{р.ф} + Z_{р.обр} + R_{пер}$

Схема соединения трансформаторов тока и реле	Вид короткого замыкания	Формулы для определения нагрузки на зажимах вторичных обмоток
2. Неполная звезда $K_{сх} = 1,0$ 	Трехфазное	$Z_{н.расч} = \sqrt{3}R_{пр} + Z_{р.ф} + Z_{р.обр} + R_{пер}$
	Двухфазное АВ или ВС	$Z_{н.расч} = 2R_{пр} + Z_{р.ф} + Z_{р.обр} + R_{пер}$
	Двухфазное за трансформатором Y/Δ-11	$Z_{н.расч} = 2R_{пр} + Z_{р.ф} + Z_{р.обр} + R_{пер}$
3. На разность токов двух фаз $K_{сх} = 1,73$ 	Трехфазное	$Z_{н.расч} = \sqrt{3}(2R_{пр} + Z_р) + R_{пер}$
	Двухфазное AC	$Z_{н.расч} = 4R_{пр} + 2Z_р + R_{пер}$
	Двухфазное АВ или ВС	$Z_{н.расч} = 2R_{пр} + Z_р + R_{пер}$
4. Треугольник $K_{сх} = 1,73$ 	Трехфазное или двухфазное, трехфазное за трансформатором Y/Δ-11	$Z_{н.расч} = 3R_{пр} + 3Z_р + R_{пер}$
	Однофазное	$Z_{н.расч} = 2R_{пр} + 2Z_р + R_{пер}$

2.2. Трансформаторы напряжения

Назначение и принцип действия трансформаторов напряжения. Трансформаторы напряжения (ТН) выполняют две функции: служат для разделения (изоляции) первичных и вторичных цепей, а также для приведения величины напряжения к уровню, удобному для измерения (стандартное номинальное напряжение вторичной обмотки: 100/57 В). Трансформаторы напряжения работают в режиме, близком к холостому ходу.

Трансформатор напряжения по принципу действия и конструктивному выполнению аналогичен силовому трансформатору. Как показано на рис. 2.5, а, ТН состоит из стального сердечника (магнитопровода), собранного из тонких пластин трансформаторной стали и двух обмоток – первичной и вторичной, изолированных друг от друга и от сердечника.

Первичная обмотка W_1 , имеющая большое число витков тонкого провода, включается непосредственно в сеть высокого напряжения, а к вторичной обмотке W_2 , имеющей меньшее количество витков, подключаются параллельно обмотки реле и измерительные приборы. Под воздействием напряжения сети по первичной обмотке проходит ток, создающий в сердечнике переменный магнитный поток Φ , который, пересекая витки вторичной обмотки, индуцирует в ней ЭДС E , которая при разомкнутой вторичной обмотке (холостой ход ТН) равна напряжению на ее зажимах U_{2x} .

Напряжение U_{2x} во столько раз меньше первичного напряжения U_1 , во сколько раз число витков вторичной обмотки W_2 меньше числа витков первичной обмотки W_1 . Отношение чисел витков обмоток называется коэффициентом трансформации и обозначается K_U :

$$\frac{U_1}{U_{2x}} = \frac{W_1}{W_2} = K_U. \quad (2.10)$$

Работа ТН с нагрузкой Z_n в виде реле и приборов сопровождается протеканием тока I_2 и увеличением тока I'_1 (рис. 2.5, б). В данном случае напряжение на его зажимах U_2 будет меньше ЭДС на величину падения напряжения в сопротивлении вторичной обмотки. Однако поскольку это падение напряжения невелико, оно не учитывается и пересчет первичного напряжения на вторичное производится по формулам:

$$U_1 = U_2 K_U; \quad U_2 = U_1 / K_U.$$

Погрешности трансформаторов напряжения. Токи I_2 и увеличение тока I'_1 (рис. 2.5, б) создают падение напряжения ΔU (рис. 2.5, в), которое увеличивается с ростом вторичной нагрузки (током I_2). Вместе с этим возрастают и погрешности:

– погрешность в напряжении (или в коэффициенте трансформации) – это отклонение действительного коэффициента трансформации от номинального: $f_U = (\Delta U / U'_1) 100$ или вследствие незначительного угла δ $f_U = [(K_U U_2 / U_1) / U_1] 100$;

– погрешность по углу, которая определяется углом δ между векторами U'_1 и U_2 .

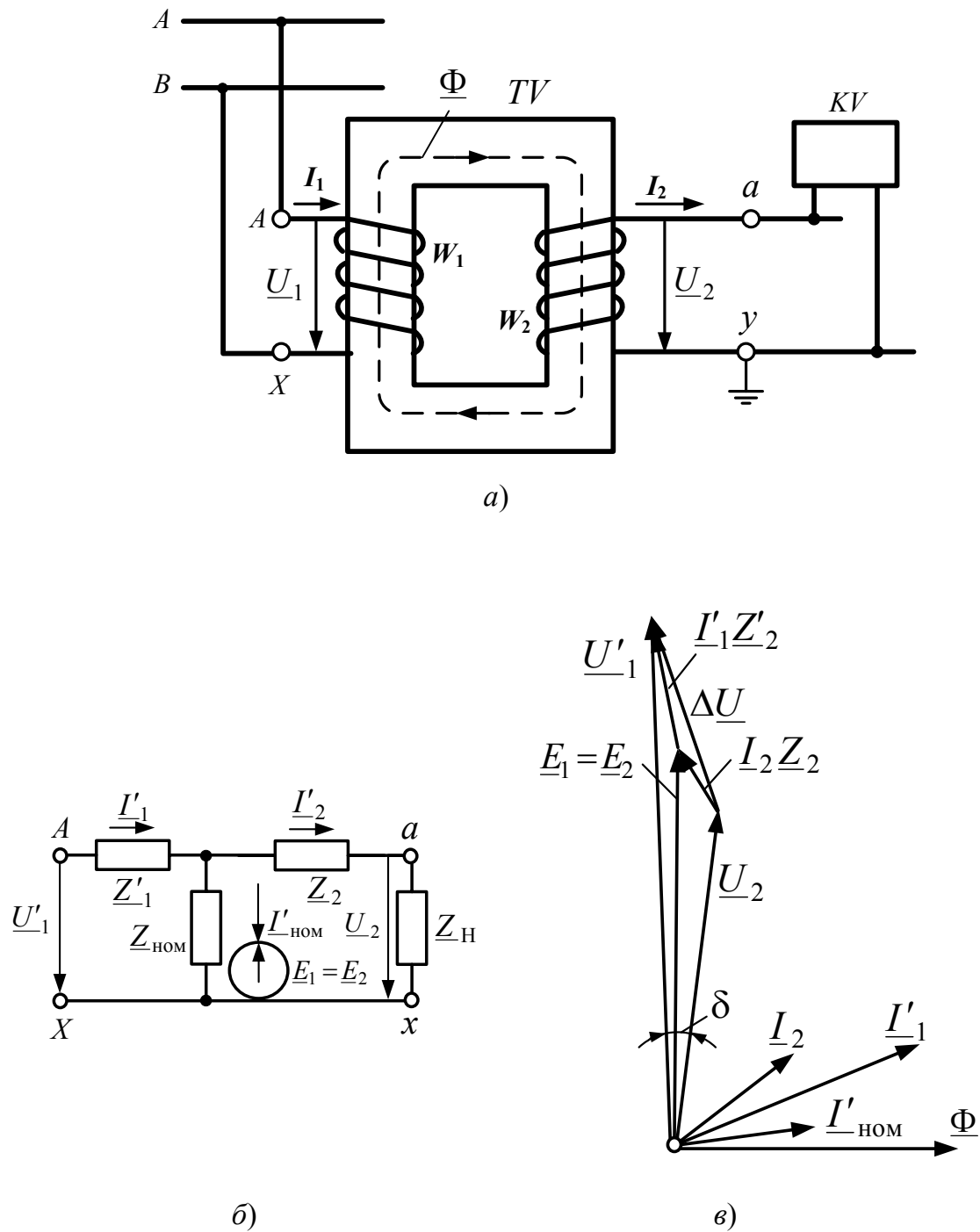


Рис. 2.5. Схема включения (а), схема замещения (б) и векторная диаграмма (в) ТН

В зависимости от предельно допустимых погрешностей ТН подразделяются на классы точности. Один и тот же ТН в зависимости от нагрузки, подключенной к его вторичной обмотке, может работать с различным классом точности. Поэтому в каталогах и паспортах на ТН указываются два значения мощности: номинальная мощность в вольт-

амперах, при которой ТН может работать в гарантированном классе точности, и предельная мощность, с которой ТН может работать с допустимым нагревом обмоток. Предельная мощность ТН в несколько раз превышает номинальную. Так, у ТН типа НОМ-10 с коэффициентом трансформации 10000/100 для класса точности 0,5 подключаемая мощность составляет $80 \text{ В} \cdot \text{А}$; для класса точности 2,0 – $220 \text{ В} \cdot \text{А}$, а предельная мощность – $720 \text{ В} \cdot \text{А}$.

Кроме рассмотренных выше основных погрешностей, возникающих при трансформации первичного напряжения на вторичную сторону, на работу РЗ и точность измерений влияют также дополнительные погрешности от падения напряжения в кабелях от ТН до места установки панелей защиты или измерений. Поэтому согласно требованиям [1] сечение жил кабелей должно выбираться так, чтобы падение напряжения в указанных цепях не превышало: 2 % – для РЗ; 2 % – для фиксирующих измерительных приборов; 1,5 % – для щитовых измерительных приборов; 0,25–0,5 % – для счетчиков. Следует отметить, что заземленные точки обмоток ТН, соединенных в звезду и разомкнутый треугольник, должны выводиться разными жилами.

Для правильного соединения между собой вторичных обмоток ТН и подключения к ним реле мощности, ваттметров и счетчиков заводы-изготовители обозначают (маркируют) выводные зажимы обмоток определенным образом: начало первичной обмотки – A , конец – X ; начало основной вторичной обмотки – a , конец – x (рис. 2.5, a); начало дополнительной вторичной обмотки – a_d , конец – x_d .

Схемы соединения обмоток ТН приведены на рис. 2.6.

На рис. 2.6, a представлена схема включения одного однофазного ТН на междуфазное напряжение. Данная схема применяется в тех случаях, когда для защиты или измерений достаточно одного междуфазного напряжения.

На рис. 2.6, b приведена схема соединения двух ТН в открытый треугольник, или в неполную звезду. Данная схема применяется, когда для защиты или измерений нужно иметь два или три междуфазных напряжения.

На рис. 2.6, b приведена схема соединения трех однофазных или одного трехфазного ТН в звезду. Данная схема получила широкое распространение для защиты или измерений фазных и междуфазных напряжений одновременно.

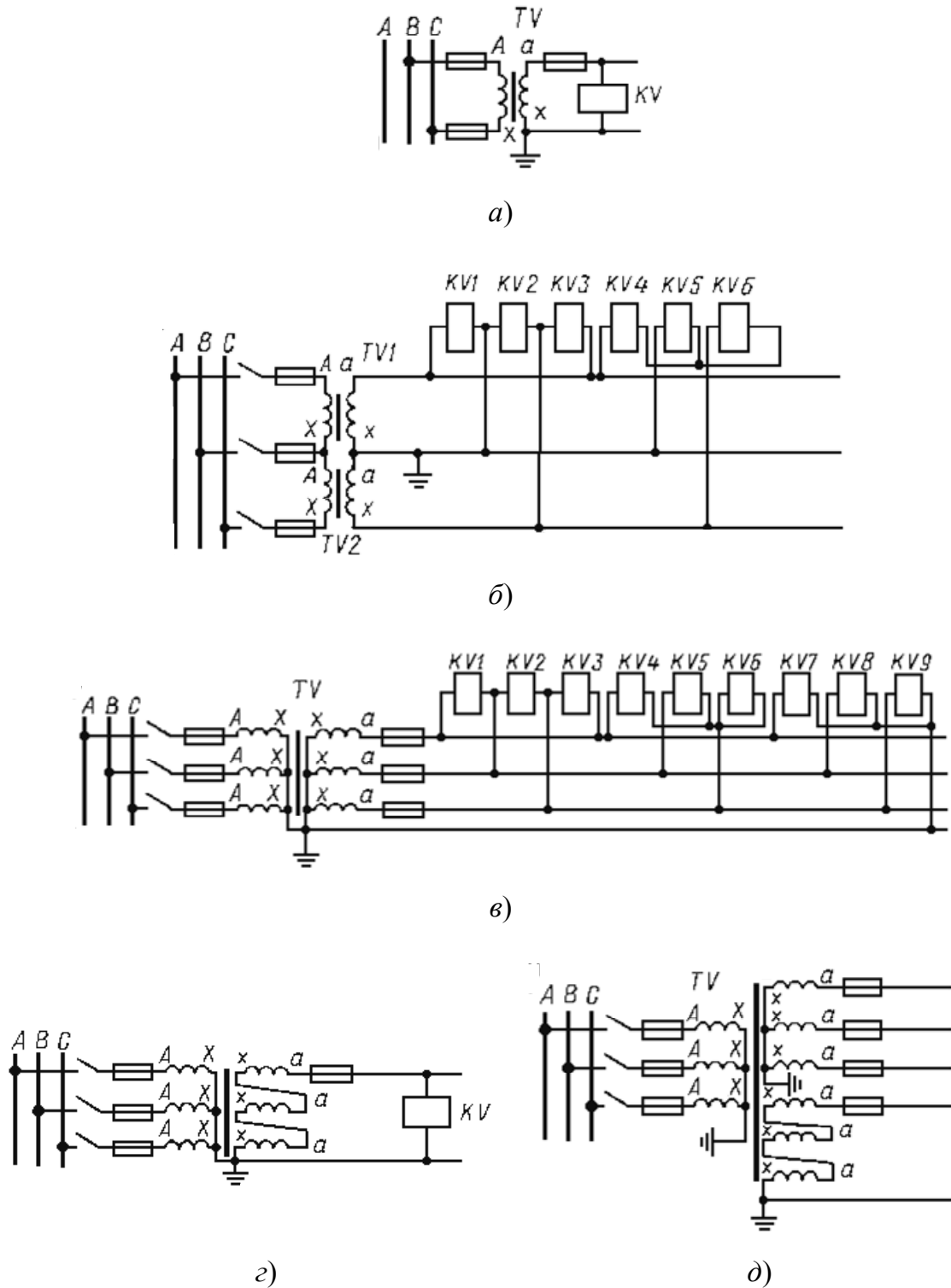


Рис. 2.6. Схемы соединения обмоток ТН

На рис. 2.6, г изображена схема соединения трансформаторов напряжения в схему разомкнутого треугольника (на сумму фазных напряжений). Такое соединение применяется для получения напряжения нулевой последовательности ($3U_0$), необходимого для включе-

ния реле напряжения и реле мощности защит от однофазных замыканий на землю. Как известно, геометрическая сумма трехфазных напряжений в нормальном режиме, а также при двух- или трехфазных КЗ равна нулю. Поэтому в данных условиях напряжение между выводами разомкнутого треугольника равно нулю (практически между этими точками имеется небольшое напряжение: 0,5–2 В, которое называется напряжением небаланса). При однофазном КЗ на землю в сетях с заземленной нейтралью (сети 110 кВ и выше) фазное напряжение поврежденной фазы становится равным нулю, а геометрическая сумма фазных напряжений двух неповрежденных фаз становится равной фазному напряжению ($3U_0 = U_\phi$).

На рис. 2.6, д представлена схема соединения трансформаторов напряжения, имеющих две вторичные обмотки. Первичные и вторичные основные обмотки соединены в звезду, т. е. так же как в рассмотренной схеме (рис. 2.6, в). Дополнительные вторичные обмотки соединены в схему разомкнутого треугольника, т. е. так же как в рассмотренной схеме (рис. 2.6, з).

В сетях с изолированной нейтралью (сети 6–35 кВ) при однофазных замыканиях на землю напряжения неповрежденных фаз относительно земли становятся равными междуфазному напряжению, а их геометрическая сумма оказывается равной утроенному фазному напряжению. Для того чтобы в последнем случае напряжение на реле не превосходило номинального значения, равного 100 В, у ТН, предназначенных для сетей, работающих с изолированной нейтралью, вторичные дополнительные обмотки, соединяемые в схему разомкнутого треугольника, имеют увеличенные в 3 раза коэффициенты трансформации, например $6000/(100/3)$.

При включении первичных обмоток ТН на фазные напряжения они соединяются в звезду, нулевая точка которой обязательно соединяется с землей (рабочее заземление). Заземление первичных обмоток необходимо для того, чтобы при однофазных КЗ или замыканиях на землю в сети, где установлен ТН, реле и приборы, включенные на его вторичную обмотку, правильно измеряли напряжение фаз относительно земли. Вторичные обмотки ТН подлежат обязательному заземлению независимо от схемы их соединений. Это заземление является защитным, обеспечивающим безопасность персонала при попадании высокого напряжения во вторичные цепи. Заземляется нулевая точка звезды или один из фазных проводов, обычно фаза В. В проводах, соединяющих точку заземления с обмотками ТН, не долж-

но быть коммутационных и защитных аппаратов (автоматических выключателей, предохранителей и т. д.). Сечение медного заземляющего провода должно быть не менее $2,5 \text{ мм}^2$).

При обрыве провода в одной фазе отходящей линии (неполнофазный режим) емкость этой фазы оказывается включенной последовательно с индуктивностью ТН и возникает феррорезонанс. При феррорезонансе появляются опасные перенапряжения на обмотках ТН и происходит его перегрев и самопроизвольное смещение нейтрали. Для защиты ТН от этих явлений параллельно обмотке $3U_0$ включают резистор сопротивлением 25 Ом. Резистор нагружает ТН и феррорезонанс не возникает. Однако включение такой нагрузки приводит к перегрузке дополнительной обмотки ТН при замыканиях на землю. Такой режим может существовать ограниченное время: 8 ч для ТН типов НАМИ или НТМИ.

Контрольные вопросы

1. Назначение ТТ. Как производится маркировка выводов обмоток ТТ?
2. Каковы номинальные токи первичной и вторичной обмоток ТТ?
3. Принцип работы ТТ. Схемы замещения ТТ.
4. Векторная диаграмма нормального режима ТТ.
5. Каковы погрешности ТТ?
6. Каковы классы точности ТТ и от чего они зависят?
7. Что происходит с ТТ при размыкании вторичной обмотки?
8. Приведите схемы соединения вторичных обмоток ТТ и укажите область применения схем.
9. Какова методика выбора и проверки ТТ?
10. Как производится расчет нагрузки ТТ в зависимости от схемы соединения и вида КЗ?
11. Назначение ТН.
12. Как производится маркировка выводов обмоток ТН?
13. Принцип работы ТН.
14. Приведите векторную диаграмму нормального режима ТН.
15. Каковы погрешности ТН?
16. Приведите схемы соединения обмоток ТН и назовите область применения схем.

3. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ ДЛЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

3.1. Общие положения

При выполнении РЗ, действующей на отключение, в сетях с глухозаземленными нейтралями (110 кВ и выше) учитываются трехфазные КЗ $K^{(3)}$, двухфазные КЗ – $K^{(2)}$ (между двумя фазами), двухфазные КЗ на землю – $K^{(1,1)}$ и однофазные КЗ – $K^{(1)}$. В сетях с глухозаземленными нейтралями защита выполняется двумя комплектами: комплектом от междуфазных КЗ, включенным на полные токи и напряжения фаз, и комплектом от КЗ на землю, включенным на токи и напряжения нулевой последовательности.

В сетях с изолированными нейтралями или нейтралями, заземленными через дугогасящие реакторы, при выполнении РЗ, действующей на отключение, учитываются $K^{(3)}$, $K^{(2)}$ и двойные КЗ на землю $Z^{(1+1)}$. При однофазных замыканиях на землю $Z^{(1)}$ защита, как правило, выполняется действующей на сигнал, за исключением тех случаев, когда по условиям техники безопасности требуется отключение $Z^{(1)}$. В этих сетях выполняют защиту от всех видов КЗ, и включается она на полные токи и напряжения либо при $Z^{(1+1)}$ включается на составляющие нулевой последовательности.

Работа РЗ определяется подводимыми токами, напряжениями и фазными углами между ними. Поэтому для анализа работы РЗ необходимо рассчитать токи в защите, напряжения в месте установки защиты, а также построить векторные диаграммы этих величин. При построении векторных диаграмм задаются условными положительными направлениями токов к месту КЗ, напряжений – к нейтральным точкам системы, а ЭДС – от нейтральных точек системы.

С целью упрощения расчетов при КЗ не учитывают токи нагрузки и расчеты проводят для сверхпереходного режима без учета переходного сопротивления в месте КЗ (кроме сетей напряжением до 1000 В).

При определении модуля тока в схемах с $U_{\text{ном}} > 35$ кВ принимается $Z_{\Sigma} = X_{\Sigma}$, а аргумент тока определяется $\varphi = \arctg X_{\Sigma} / R_{\Sigma}$.

3.2. Междофазные короткие замыкания в одной точке

Трехфазные КЗ рассматриваются для неразветвленной сети (рис. 3.1). Исходными при построении векторной диаграммы являются фазные ЭДС системы \underline{E}_A , \underline{E}_B и \underline{E}_C . Ток в фазах в месте КЗ и в защите одинаков и его модуль, например, для фазы A равен: $I_A^{(3)} = E_A / (Z_c + Z_{\text{л}})$, а аргумент (угол сдвига тока относительно \underline{E}_A)

$$\varphi_c = \arctg \frac{X_c + X_{\text{л}}}{R_c + R_{\text{л}}},$$

где X_c , R_c – индуктивная и активная составляющие сопротивления питающей системы; $X_{\text{л}}$, $R_{\text{л}}$ – индуктивная и активная составляющие сопротивления распределительной сети.

Значение фазного тока КЗ можно определить по известному значению линейной (междофазной) ЭДС:

$$I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{E_{AB}}{\sqrt{3}(Z_c + Z_{\text{л}})}. \quad (3.1)$$

Модуль фазного остаточного напряжения в месте установки защиты, т. е. на шинах A, B, C $U_{AF}^{(3)} = I_A^{(3)} \cdot Z_{\text{л}}$, а аргумент $\varphi_{\text{л}} = \arctg X_{\text{л}} / R_{\text{л}}$.

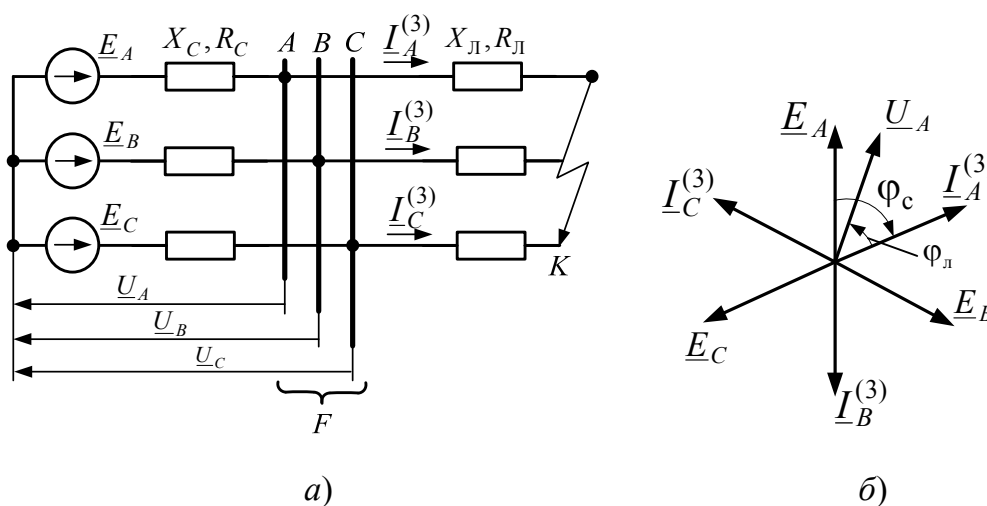


Рис. 3.1. Схема замещения сети (а) и векторная диаграмма токов и напряжений при трехфазном КЗ (б)

Трехфазное КЗ характеризуется наибольшим током и по его значению проверяют электрооборудование электроустановки, а также рассчитывают уставки защит.

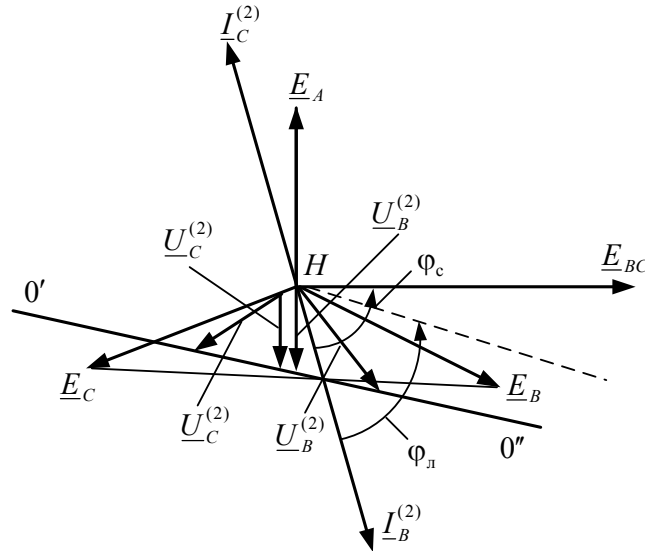


Рис. 3.2. Векторные диаграммы при двухфазном КЗ между фазами В и С:
 а – $\varphi_c > \varphi_n$; б – $\varphi_c = \varphi_n$

Двухфазное КЗ между фазами В и С ($K^{(2)}$). Для всех элементов сети (рис. 3.1) принимается равенство сопротивлений прямой и обратной последовательностей $Z_1 = Z_2 = Z$.

Исходными при построении векторной диаграммы являются векторы ЭДС системы. Ток в неповрежденной фазе $I_A^{(2)} = 0$, а т. к. сумма токов трех фаз равна нулю, то $I_B^{(2)} = -I_C^{(2)}$ (рис. 3.2). Токи в поврежденных фазах определяются эквивалентной ЭДС $E_{BC} = E_B - E_C$ и суммой сопротивлений в контуре КЗ. С учетом принятого выше допущения ($Z_1 = Z_2 = Z$) ток двухфазного КЗ можно определить по току трехфазного КЗ:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{E_{AB}}{\sqrt{3}(Z_c + Z_n)} = 0,866 \cdot I_K^{(3)}. \quad (3.2)$$

В месте КЗ фазные напряжения поврежденных фаз $U_{BK}^{(2)} = U_{CK}^{(2)} = -0,5E_A$ (рис. 3.2).

Напряжение в месте установки защиты равно падению напряжения в линии, значение которого определяется током КЗ и сопротивлением петли КЗ: $U_{BC}^{(2)} = 2I_B^{(2)} \cdot Z_n$. Вектор этого напряжения сдвинут относительно вектора тока $I_B^{(2)}$ на угол φ_n в сторону опережения.

Двухфазное КЗ характеризуется наименьшим током из всех видов междуфазных повреждений. Поэтому по его значению оценивается чувствительность РЗ от междуфазных КЗ.

3.3. Короткие замыкания на землю в системах с заземленной нейтралью

Однофазное КЗ фазы A ($K^{(1)}$) характеризуется появлением токов нулевой последовательности. Сопротивление нулевой последовательности не равно сопротивлению прямой последовательности и всегда больше его (например, для ЛЭП $Z_{0л} \approx (2,0-5,5)Z_{1л}$).

Ток в поврежденной фазе равен геометрической сумме токов прямой, обратной и нулевой последовательностей $\underline{I}_A^{(1)} = \underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_0$ или с учетом того, что $Z_1 = Z_2$:

$$\underline{I}_A^{(1)} = \frac{3\underline{E}_A}{2Z_1 + Z_0} = \frac{\sqrt{3} \cdot \underline{E}_{AB}}{2Z_1 + Z_0}. \quad (3.3)$$

Ток КЗ сдвинут относительно ЭДС фазы A в сторону отставания на угол (рис. 3.3):

$$\varphi_c^{(1)} = \arctg \frac{2X_1 + X_0}{2R_1 + R_{л}}$$

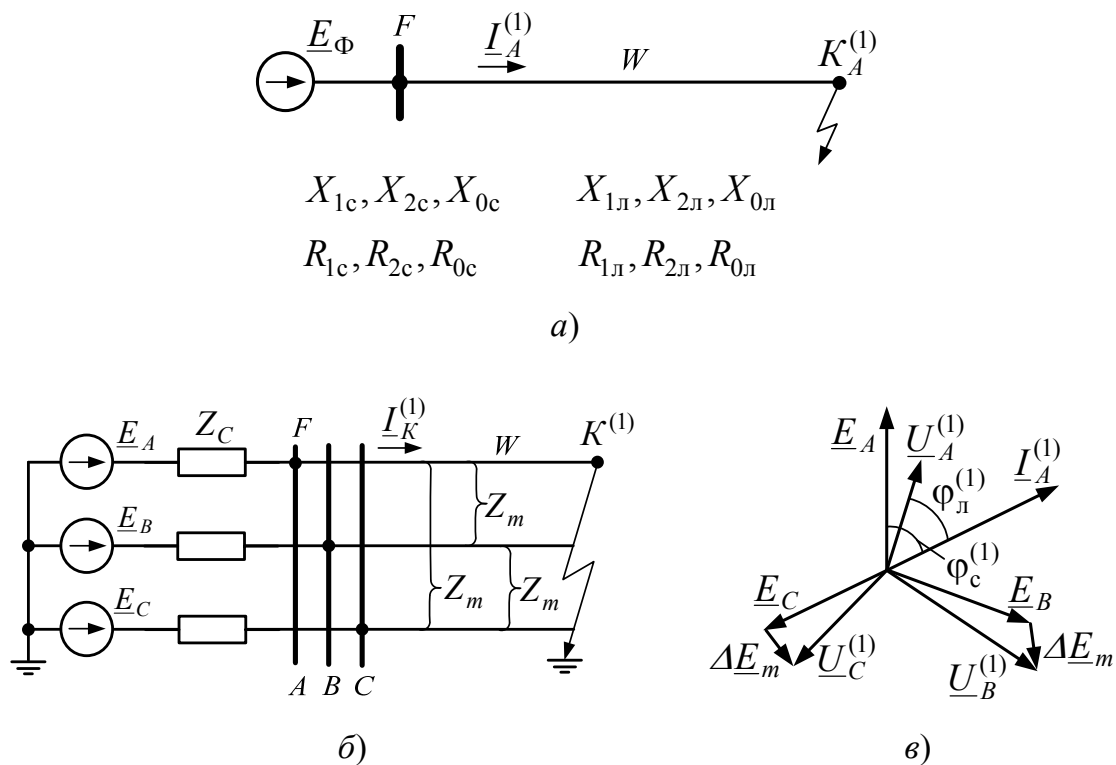


Рис. 3.3. Схема сети (а), ее схема замещения (б) и векторная диаграмма (в) при однофазном КЗ фазы A

Напряжение поврежденной фазы в месте установки защиты (в начале линии) равно: $U_{AF}^{(1)} = 2I_1 Z_1 + I_0 Z_0$. В неповрежденных фазах напряжения не остаются неизменными, а вследствие наличия взаимной индукции $\Delta E_m = I_A^{(1)} \cdot Z_m$ эти напряжения возрастают. Кроме того, при однофазном КЗ появляется напряжение нулевой последовательности $3U_0$.

На рис. 3.4, а представлен участок сети, на промежуточной подстанции которой трансформатор T работает с заземленной нейтралью, а на рис. 3.4, б – схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей при $K^{(1)}$ в точках $K1$ и $K2$. Энергосистема G и заземленная нейтраль трансформатора являются источниками токов нулевой последовательности.

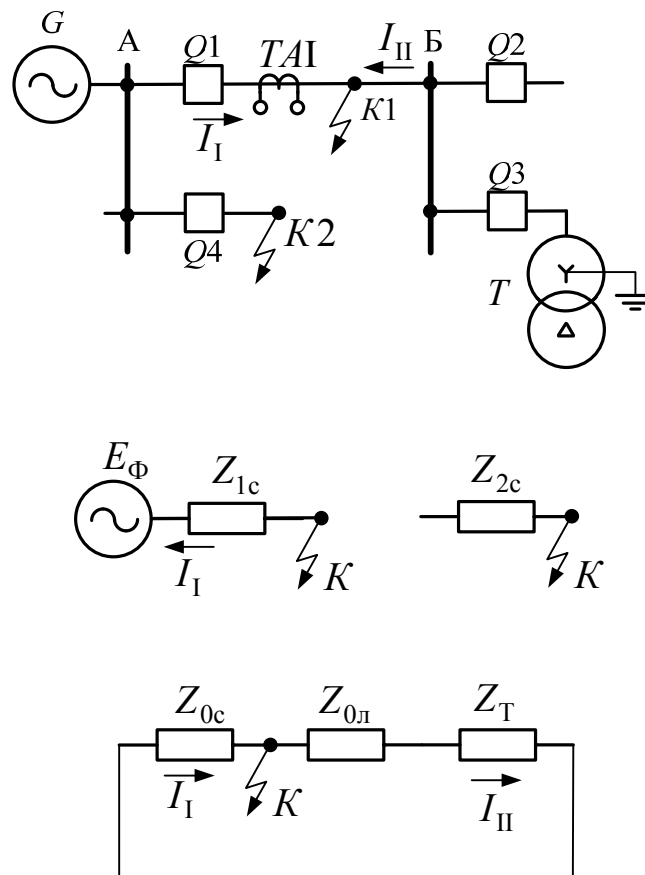


Рис. 3.4. Распределение токов при заземлении нейтрали трансформатора T при однофазном КЗ

Результирующее сопротивление нулевой последовательности

$$Z_0 = \frac{Z_{0c}(Z_{0л} + Z_T)}{Z_{0c} + Z_{0л} + Z_T}.$$

Ток в месте КЗ определяется выражением (3.3). При КЗ в точке $K1$ через защиту выключателя $Q1$ в поврежденной фазе проходит ток

$$I_1 = I_{0к} \cdot Z_{0с} / (Z_{0с} + Z_{0л} + Z_T),$$

а при КЗ в точке $K2$ в поврежденной фазе защиты $Q1$ проходит ток, обусловленный заземленной нейтралью трансформатора T :

$$I_{11} = I_{1к} + I_{2к} + I_{0к}(Z_{0л} + Z_T) / (Z_{0с} + Z_{0л} + Z_T).$$

Двухфазное КЗ на землю ($K^{(1,1)}$) также характеризуется появлением составляющих нулевой последовательности. В месте металлического КЗ ток прямой, обратной и нулевой последовательностей при условии $Z_1 = Z_2$ определяется как:

$$I_{1к}^{(1,1)} = U_{\phi} (Z_1 + Z_0) / [Z_1 (Z_1 + 2Z_0)];$$

$$I_{2к}^{(1,1)} = U_{\phi} Z_0 / [Z_1 (Z_1 + 2Z_0)];$$

$$I_{0к}^{(1,1)} = U_{\phi} / (Z_1 + 2Z_0).$$

Для защиты от замыканий на землю (ЗЗ) при $K^{(1,1)}$ защита включается на составляющие нулевой последовательности. Поэтому для выбора параметров срабатывания защиты достаточно определить значение, например, токов I_0 при $K^{(1)}$ и $K^{(1,1)}$. Поскольку при КЗ в одной и той же точке $I_0^{(1,1)} > I_0^{(1)}$, то при определении чувствительности защиты нулевой последовательности в сетях с заземленной нейтралью расчетным условием принимают ток однофазного КЗ.

Из-за резкого снижения напряжений и больших токов двухфазное КЗ на землю после трехфазного КЗ является наиболее тяжелым с точки зрения устойчивости энергосистемы и потребителей.

Двойные короткие замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью ($Z^{(1+1)}$) – это замыкание на землю двух фаз в разных точках сети (рис. 3.5).

При замыкании на землю одной фазы в сетях с изолированной нейтралью появляется небольшой по величине ток нулевой последовательности (но это – не ток КЗ). Поврежденная линия при этом не отключается. Однако во всей сети в неповрежденных (здоровых) фазах возникают перенапряжения, которые могут вызвать пробой изоляции и замыкания на землю во второй точке в другой линии. Двойные КЗ на землю фактически ничем не отличаются от двухфазных КЗ, кроме того, что дополнительно содержат составляющую нулевой последовательности.

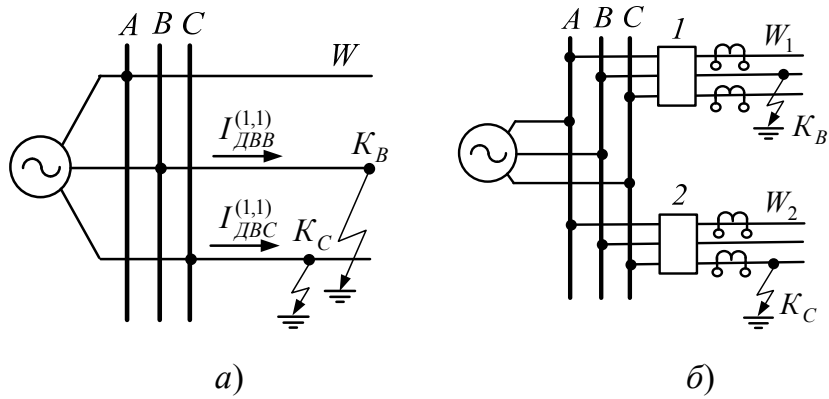


Рис. 3.5. Двойное замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью:
 а – расчетная схема; б – отключение линии W_2

При таких видах КЗ целесообразно отключать лишь одно место повреждения (рис. 3.5, б), а оставшееся однофазное замыкание на линии W_1 ликвидируется оперативным или ремонтным персоналом.

3.4. Составление схемы замещения

При расчете токов КЗ аналитическим методом следует по расчетной схеме составить соответствующую схему замещения (рис. 3.6).

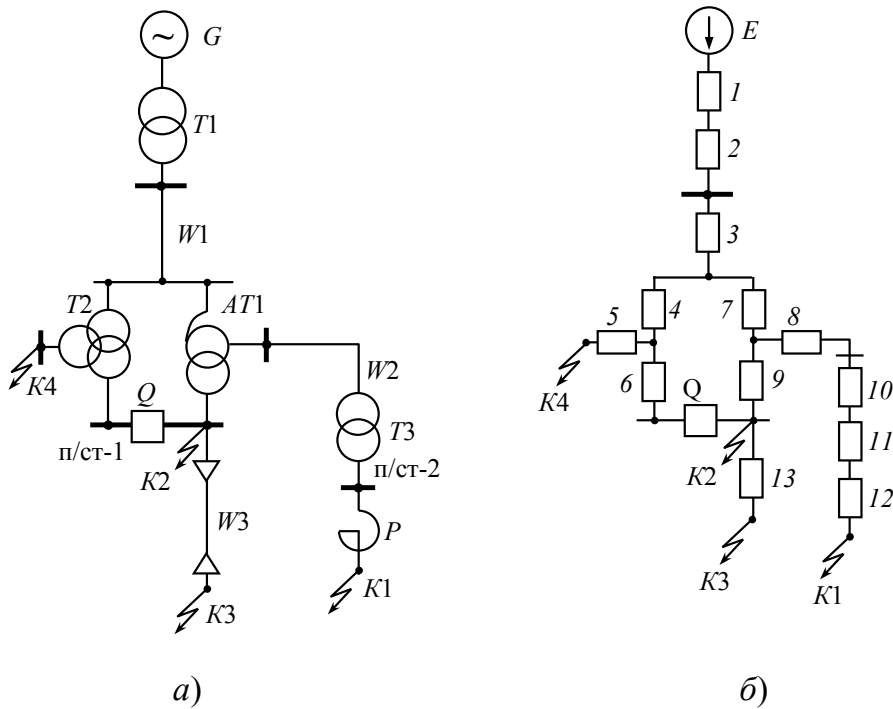


Рис. 3.6. Расчетная схема (а) и схема замещения (б) для расчета токов КЗ

Сопротивления всех элементов схемы и ЭДС источников энергии могут быть выражены в именованных или относительных единицах (табл. 3.1).

Таблица 3.1

Формулы для определения реактивных сопротивлений элементов СЭС

Наименование	Реактивные сопротивления элементов			
	Относительные номинальные единицы	Именованные единицы	Относительные единицы	
			Точное приведение	Приближенное приведение
Синхронный генератор (двигатель, компенсатор)	X_d''	$X_{*d}'' U_H^2 / S_H$	$\frac{X_{*d}'' U_H^2 S_6}{S_H U_6^2}$	$X_{*d}'' S_6 / S_H$
Двухобмоточный трансформатор	$u_k \%$	$\frac{u_k \% U_H^2}{100 S_H}$	$\frac{u_k \% U_H^2 S_6}{100 S_H U_6^2}$	$\frac{u_k \% S_6}{100 S_H}$
ЛЭП воздушная или кабельная	$X_0, \text{ Ом/км}$	$X_0 L$	$X_0 L S_6 / U_6^2$	$X_0 L S_6 / U_{cp}^2$
Токоограничивающий реактор	$X_p \%$	$\frac{X_p \% U_H}{100 \sqrt{3} I_H}$	$\frac{X_p \% I_6 U_H}{100 I_H U_6}$	$\frac{X_p \% I_6 U_H}{100 I_H U_6}$
Сдвоенный реактор	$X_1 = -k X_p \%$, $X_2 = X_3 = (1+k) X_p \%$, $k = 0,5$	$\frac{X_p \% U_H}{100 \sqrt{3} I_H}$	$\frac{X_p \% I_6 U_H}{100 I_H U_6}$	$\frac{X_p \% I_6 U_H}{100 I_H U_6}$
Асинхронный двигатель	$X_{дв} = 1 / K_{п} =$ $= 1 / I_{пуск}^*$	$\frac{1 U_H}{K_{п} \sqrt{3} I_H}$	$\frac{1 U_H^2 S_6}{K_{п} S_H U_6^2}$	$\frac{1 S_6}{K_{п} S_H}$
Обобщенная нагрузка	$X_{*H} = 0,35$ $E_{*H} = 0,8$	$0,35 U_H^2 / S_H$	$\frac{0,35 U_H^2 S_6}{S_H U_6^2}$	$0,35 S_6 / S_H$

Если известны фактические при принятых исходных условиях коэффициенты трансформации всех трансформаторов и автотрансформаторов расчетной схемы, то составление схемы замещения следует производить с учетом этих коэффициентов. Если же фактические коэффициенты трансформации части трансформаторов и автотрансформаторов не известны, то допускается при составлении схемы замещения указанные коэффициенты учитывать приближенно при средних значениях напряжений (см. табл. П.1.1).

Определение параметров элементов расчетной схемы. К элементам ЭЭС, сопротивления которых учитываются при расчетах то-

ков КЗ, относятся: генераторы, силовые трансформаторы, электродвигатели, воздушные и кабельные линии, реакторы и нагрузки.

Значения сопротивлений определяются либо по каталожным данным (генераторы, трансформаторы, электродвигатели, реакторы), либо по удельным параметрам (воздушные, кабельные линии и шиннопроводы).

Синхронные машины (генераторы, синхронные компенсаторы, синхронные электродвигатели). К паспортным или каталожным параметрам синхронных машин относятся:

– полная номинальная мощность $S_{\text{ном}}$, МВ · А, или номинальная активная мощность $P_{\text{ном}}$, МВт, и номинальный коэффициент мощности $\cos \varphi_{\text{ном}}$;

– номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ;

– сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси X''_d .

Величина сверхпереходного сопротивления в именованных единицах определяется из выражения

$$X''_d = \frac{X''_{*d} \cdot U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}}}, \text{ Ом.} \quad (3.4)$$

Для начального момента времени синхронная машина характеризуется сверхпереходным сопротивлением по продольной оси X''_{*d} и сверхпереходной ЭДС E''_{*d} . Величина сверхпереходной ЭДС E''_{*d} зависит от предшествующего КЗ режима – от нагрузки генератора и напряжения на его зажимах.

Если генератор имеет до момента КЗ напряжение U_{Γ} и нагрузку I_{Γ} , то ЭДС генератора в начальный момент КЗ определяется из выражения

$$E''_{*d} = \sqrt{(U_{*_{\Gamma}} \cdot \cos \varphi_{\Gamma})^2 + (U_{*_{\Gamma}} \cdot \sin \varphi_{\Gamma} + I_{*_{\Gamma}} \cdot X''_{*d})^2}. \quad (3.5)$$

ЭДС генератора в начальный момент КЗ в приближенных расчетах допускается вычислять по формуле

$$E''_{*d} \approx U_{*_{\Gamma}} + I_{*_{\Gamma}} \cdot X''_{*d} \sin \varphi_{\Gamma}. \quad (3.6)$$

Если предшествующий режим неизвестен, то значение ЭДС можно определить по расчетным формулам (3.5) или (3.6) при номинальных условиях.

Для определения сверхпереходного сопротивления электродвигателей (ЭД) допустимо пользоваться выражением

$$x_d'' = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{п}}}, \quad (3.7)$$

где $I_{\text{п}}$ – пусковой ток ЭД.

Электрическая система характеризуется параметрами:

- мощностью КЗ $S_{\text{кз}}$, МВ · А;
- активным и реактивным сопротивлениями R_c , X_c .

Параметры, которыми система вводится в расчет, зависят от ее мощности и удаленности от места КЗ. Если система удалена от точки КЗ или ее мощность велика по сравнению с другими генераторами, вводимыми в расчет, то система вводится в расчеты источником ЭДС бесконечной мощности с параметрами:

$$U_{c*} = 1 = \text{const}; \quad S_{\text{кз}} = \infty; \quad X_c = 0; \quad R_c = 0. \quad (3.8)$$

Если КЗ рассматривается вблизи от шин системы или если ее мощность соизмерима с мощностями других генераторов, вводимых в расчетную схему, то система вводится в расчет источником ЭДС конечной мощности.

Сопротивление системы конечной мощности определяется по ее току КЗ $I_{\text{кз}}$ или по мощности КЗ $S_{\text{кз}}$:

$$Z_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}}}, \text{ Ом}; \quad Z_c = \frac{U_c^2}{S_{\text{кз}}}, \text{ Ом}, \quad (3.9)$$

где U_c – линейное напряжение системы, кВ.

Расчеты должны быть выполнены для минимального и максимального режимов системы ($Z_{c \text{ max}}$, $Z_{c \text{ min}}$). Эти расчеты выполняются на ПВМ по специальной программе, например, ТКЗ-3000. Для реальных ЭЭС значения $Z_{c \text{ max}}$ и $Z_{c \text{ min}}$ на шинах 110–220 кВ заданной подстанции можно узнать в расчетных группах служб РЗА энергосистемы.

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы. Для трансформаторов паспортными или каталожными данными являются:

- номинальная мощность $S_{\text{НОМ}}$, МВ · А;
- номинальные напряжения обмоток, кВ, и фактические коэффициенты трансформации K_T ;

– напряжения КЗ между обмотками $U_{\text{КВ-С}}$, $U_{\text{КВ-Н}}$ (для двухобмоточных трансформаторов – $U_{\text{К}}$) и их зависимость от коэффициентов трансформации;

– диапазон регулирования напряжения, определяющий напряжение КЗ в условиях КЗ;

– потери короткого замыкания $\Delta P_{\text{КВ-С}}$, $\Delta P_{\text{КВ-Н}}$, $\Delta P_{\text{КС-Н}}$ (для двухобмоточных трансформаторов – $\Delta P_{\text{К}}$), кВт.

Для двухобмоточных трансформаторов полное сопротивление определяется

$$Z_T = \frac{U_{\text{К}} \%}{100} \cdot \frac{U_{\text{Н1}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \text{ Ом.} \quad (3.10)$$

Активное сопротивление трансформатора определяется из выражения

$$R_T = \frac{\Delta P_{\text{К}}}{S_{\text{НОМ}}} \cdot \frac{U_{\text{Н1}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \text{ Ом.} \quad (3.11)$$

Индуктивное сопротивление определяется из выражения

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}. \quad (3.12)$$

В большинстве случаев для практических расчетов можно пренебречь активным сопротивлением трансформатора, его сопротивление принимается равным Z_T и считается реактивным X_T .

Схема замещения трехобмоточного трансформатора и автотрансформатора, имеющего обмотку НН, представляет собой трехлучевую звезду. Для таких трансформаторов указывается три величины $U_{\text{К}}$ для каждой пары обмоток: высшего–среднего (В–С), высшего–низшего (В–Н) и среднего–низшего (С–Н) напряжений:

$$\left. \begin{aligned} U_{\text{КВ}} &= 0,5(U_{\text{КВ-Н}} + U_{\text{КВ-С}} - U_{\text{КН-С}}), \% \\ U_{\text{КН}} &= 0,5(U_{\text{КН-С}} + U_{\text{КВ-Н}} - U_{\text{КВ-С}}), \% \\ U_{\text{КС}} &= 0,5(U_{\text{КВ-С}} + U_{\text{КН-С}} - U_{\text{КВ-Н}}), \% \end{aligned} \right\} \quad (3.13)$$

Определив по выражению (3.13) $U_{\text{КВ}}$, $U_{\text{КС}}$, $U_{\text{КН}}$, находят полные сопротивления лучей звезды в омах (Ом) по формуле (3.10).

Сопротивление обмотки, расположенной на сердечнике между двумя другими обмотками (СН), имеет обычно отрицательное значе-

ние, равное $-0,25\%$. На практике при приближенных расчетах сопротивление этой обмотки принимают равным нулю.

Для трансформаторов с обмоткой НН, расщепленной на две части, паспортными данными являются:

– полная номинальная мощность первичной обмотки S_{H1} , МВ · А;

– номинальные мощности расщепленной обмотки S_{H2} , S_{H3} , МВ · А (как правило, $S_{H2} = S_{H3} = 0,5 \cdot S_{H1}$).

Схема замещения двухобмоточного трансформатора, у которого обмотка НН расщеплена на две ветви, также представляет собой трехлучевую звезду.

Напряжения КЗ:

$$\left. \begin{aligned} U_{KB} &= 0,5(2 \cdot U_{KB-H} - U_{KH1-H2}), \% ; \\ U_{KH1} &= U_{KH23} = 0,5 \cdot U_{KH1-H2}, \% , \end{aligned} \right\} \quad (3.14)$$

где U_{KB-H} – напряжение между обмоткой ВН и параллельно соединенными ветвями обмотки НН; $U_{KH1-KH2}$ – напряжение короткого замыкания между ветвями обмотки НН при разомкнутой обмотке ВН.

Токоограничивающие реакторы. К параметрам токоограничивающих реакторов относятся:

– номинальное напряжение $U_{НОМ}$, кВ;

– номинальный ток $I_{НОМ}$, А;

– номинальное индуктивное сопротивление X_p , % или X_p , Ом;

– номинальный коэффициент связи $K_{св}$ (только для сдвоенных реакторов);

– потери мощности (на фазу) при номинальном токе ΔP , кВт.

Сопротивление линейного реактора в именованных единицах определяется из выражения

$$X_p = \frac{X_p \%}{100} \cdot \frac{U_{H1}}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ}} 10^3, \text{ Ом.} \quad (3.15)$$

Активное сопротивление фазы одинарного реактора следует определять по формуле

$$R = \frac{\Delta P}{I_{НОМ}^2} 10^3, \text{ Ом.} \quad (3.16)$$

Схема включения линейного и сдвоенного реактора, а также схема замещения сдвоенного реактора представлены на рис. 3.7.

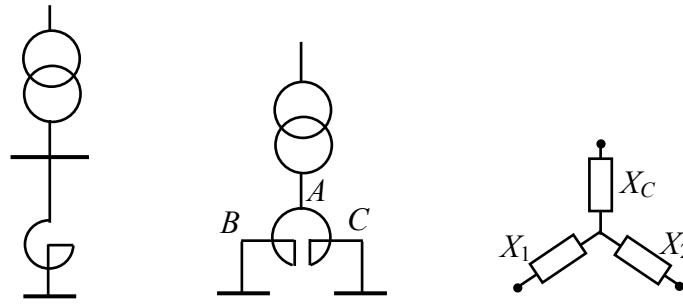


Рис. 3.7. Схемы включения линейного и сдвоенного токоограничивающего реактора и схема замещения сдвоенного реактора

Индуктивное сопротивление луча со стороны среднего зажима (т. е. зажима, обращенного в сторону источника энергии) определяется по формуле

$$X_c = -K_{св} \frac{X_p \%}{100} \cdot \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_H} 10^3, \text{ Ом.} \quad (3.17)$$

Индуктивные сопротивления двух других лучей схемы замещения одинаковы и определяются по формуле

$$X_1 = X_2 = (1 + K_{св}) \frac{X_p \%}{100} \cdot \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot I_H} 10^3, \text{ Ом,} \quad (3.18)$$

где $K_{св}$ – номинальный коэффициент связи между ветвями реактора, выбирается из паспортных данных (как правило, $K_{св} = 0,5$); $X_p \%$ – номинальное индуктивное сопротивление реактора (т. е. сопротивление одной ветви реактора при отсутствии тока в другой ветви).

Активное сопротивление каждой ветви сдвоенного реактора в именованных единицах следует определять по формуле

$$R = \frac{\Delta P}{2I_{ном}^2} 10^3, \text{ Ом.} \quad (3.19)$$

Напряжение на шинах при КЗ на выводах реактора равно потере напряжения в нем, остальное напряжение теряется в сопротивлении ЭСС. Так как сопротивление системы и реактора принимается чисто индуктивным, то в данном случае потеря и падение напряжения численно равны. Напряжение на шинах определяется по выражению

$$U_{ш} = \sqrt{3} \cdot I^{(3)} \cdot X_p. \quad (3.20)$$

Определять напряжение на шинах необходимо для расчета защит минимального напряжения, для пуска АВР, максимальной токовой защиты с пуском по напряжению и т. п.

Воздушные линии электропередачи. К параметрам воздушных линий (ВЛ) относятся:

- номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ, и длина линии L , км;
- материал, сечение провода S , мм², и количество проводов в фазе, n ;
- удельное индуктивное сопротивление прямой последовательности X_1 , Ом/км;
- удельное активное сопротивление (при рабочей температуре) R ;
- удельная емкость $C_{\text{уд}}$, мкФ/км.

Значения удельного индуктивного сопротивления прямой последовательности и удельного активного сопротивления воздушных линий следует принимать по справочным таблицам в Приложении (см. табл. П.1.13) исходя из материала и сечения проводов и среднего геометрического расстояния между фазами.

Если отсутствуют эти данные, а также при выполнении приближенных расчетов можно пользоваться некоторыми средними удельными индуктивными значениями сопротивлений.

Сопротивление ЛЭП длиной L определяется по формуле

$$X = X_0 \cdot L, \text{ Ом.} \quad (3.21)$$

Удельные емкости линии $C_{\text{уд}}$ учитываются при расчете токов замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью (см. табл. П.1.12, П.1.13).

Преобразование схем замещения. После составления схемы замещения, определения сопротивлений всех элементов и приведения этих сопротивлений к одной ступени трансформации, схема преобразуется к простому виду (рис. 3.8).

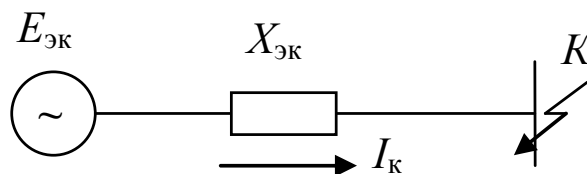


Рис. 3.8. Результирующая схема замещения

Для расчета тока КЗ от эквивалентной ЭДС за эквивалентным сопротивлением используют закон Ома, а для определения токов и

напряжений в других ветвях схемы (если в этом есть необходимость) совершают обратный переход – от простейшей схемы к более сложной, вплоть до исходной.

При преобразовании схем используются методы, известные из курса ТОЭ. Так, последовательные сопротивления непосредственно суммируются, параллельные – суммируются через проводимости, а также используются преобразование треугольника в звезду, преобразование трехлучевой звезды в треугольник, замена нескольких источников одним эквивалентным и т. д.

3.5. Приведение на сторону высшего напряжения токов короткого замыкания за трансформатором

Особым случаем по характеру распределения токов являются двухфазные КЗ за трансформаторами с группами соединения обмоток Y/Δ или Δ/Y .

Распределение токов при двухфазном КЗ за трансформатором со схемой Y/Δ . Рассмотрим распределение токов на стороне звезды трансформатора с соединением обмоток Y/Δ при КЗ на стороне треугольника (рис. 3.9, а). Для простоты принимается, что коэффициент трансформации трансформатора $K_T = 1$. При этом отношение линейных токов обмоток с соединением Y/Δ равно 1, а токов в фазах:

$$I_Y / I_\Delta = W_\Delta / W_Y = \sqrt{3}. \quad (3.22)$$

При двухфазном КЗ на стороне треугольника, например между фазами b и c (рис. 3.9, а), ток в неповрежденной фазе $I_a = 0$, а токи в поврежденных фазах b и c равны току КЗ, т. е.

$$I_c = -I_b = I_Y. \quad (3.23)$$

Как видно на рис. 3.9, а, в треугольнике ток делится на две части: одна замыкается по обмотке фазы c и другая – по последовательно включенным обмоткам фаз b и a . Поскольку сопротивление второй цепи в 2 раза больше, ток в обмотке фазы c равен $I_{c\Delta} = 2I_k / 3$, а в обмотках фаз a и b $I_{a\Delta} = I_{b\Delta} = I_k / 3$.

Токи на стороне звезды соответствуют токам в обмотках одноименных фаз треугольника и превышают их в $\sqrt{3}$ раз:

$$\left. \begin{aligned} I_A &= I_{a\Delta} \sqrt{3} = I_K \cdot \sqrt{3} / 3 = I_K / \sqrt{3}; \\ I_B &= I_{b\Delta} \sqrt{3} = I_K / \sqrt{3}; \\ I_C &= I_{c\Delta} \sqrt{3} = I_K \cdot 2\sqrt{3}. \end{aligned} \right\} \quad (3.24)$$

При КЗ между фазами ab или ca картина распределения токов будет аналогичной. Таким образом, при двухфазном КЗ на стороне треугольника трансформатора, токи на стороне звезды появляются во всех трех фазах. В двух фазах они равны и одинаково направлены. В третьей фазе ток противоположен первым двум и равен их сумме, т. е. в 2 раза больше каждого из них.

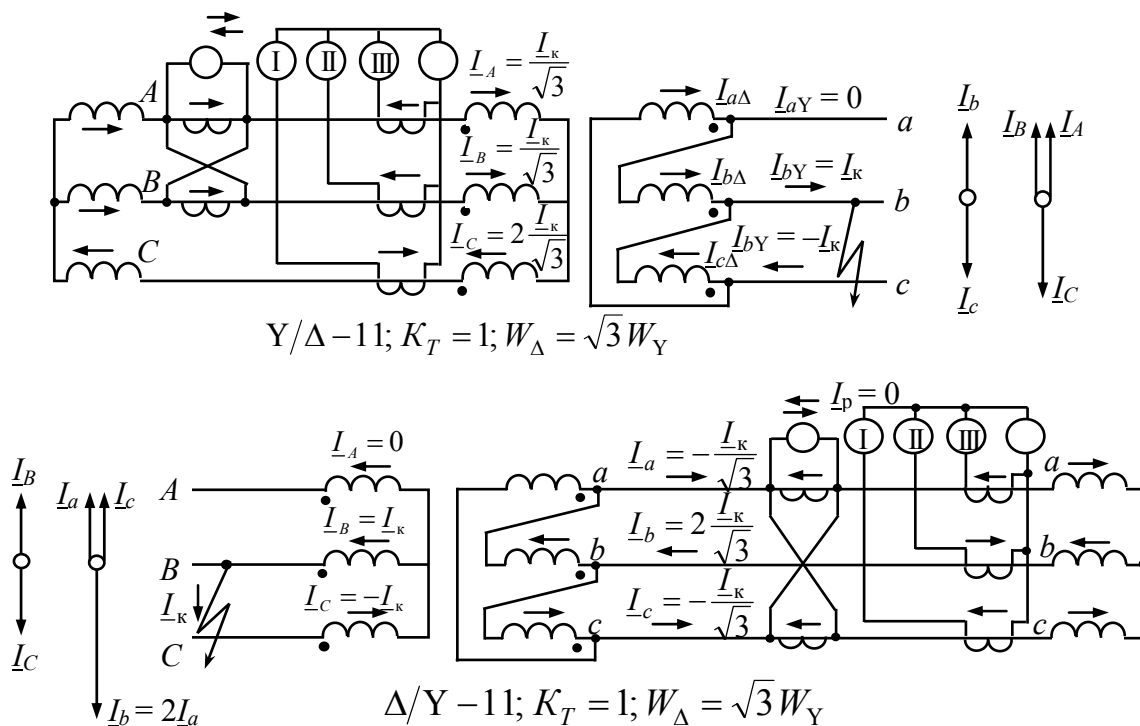


Рис. 3.9. Распределение токов и векторные диаграммы при двухфазных КЗ за трансформаторами с соединением обмоток:
 $a - Y/\Delta - 11$ и $K_T = 1$; $b - \Delta/Y$ и $K_T = 1$

Распределение токов на стороне треугольника при двухфазном КЗ за трансформатором с соединением обмоток Δ/Y . Распределение и соотношение токов на стороне треугольника получается аналогично предыдущему случаю на стороне звезды (рис. 3.9, б).

При двухфазном КЗ за трансформатором со схемой Δ/Y между фазами B и C звезды на стороне треугольника токи КЗ проходят во всех трех фазах. Причем в одной фазе течет ток в 2 раза больше, чем

ток в двух других фазах, и в $2\sqrt{3}$ раз больший тока $I_{КЗУ}$ и совпадает с ним по фазе. Для трансформатора со схемой Δ/Y_0 фазные токи стороны треугольника ВН связаны с токами стороны звезды следующими выражениями:

$$I_{A\Delta} = (I_{AY} - I_{BY})/\sqrt{3}; I_{B\Delta} = (I_{BY} - I_{CY})/\sqrt{3}; I_{C\Delta} = (I_{CY} - I_{AY})/\sqrt{3}. \quad (3.25)$$

При двухфазном КЗ между фазами B и C ток КЗ в фазе A со стороны звезды отсутствует, поэтому

$$\left. \begin{aligned} I_{A\Delta}^{(2)} &= -I_{BY}^{(2)}/\sqrt{3}, & I_{A\Delta}^{(2)} &= 2I_{BY}^{(2)}/\sqrt{3}; \\ I_{C\Delta}^{(2)} &= -I_{CY}^{(2)}/\sqrt{3}, & I_{AY} &= 0, & I_{CY} &= -I_{BY}. \end{aligned} \right\} \quad (3.26)$$

Анализ условий работы максимальных токовых защит, подключенных к ТТ, соединенным по разным схемам, при КЗ за трансформатором Y/Δ (или Δ/Y) показывает:

1. В схеме полной звезды в одной фазе схемы появляется ток $(2/\sqrt{3})(I_K/K_I)$, а в двух других – $(1/\sqrt{3})(I_K/K_I)$, сумма токов в нулевом проводе равна нулю. Реле I, II, III (рис. 3.9) действуют, но два из них имеют в 2 раза меньшую чувствительность, чем третье.

2. В схеме неполной звезды ток проходит по обоим фазам и обратному проводу. Ток равен геометрической сумме токов указанных фаз или току фазы, отсутствующей в схеме.

Если ТТ окажутся на фазах с меньшими первичными токами: $(1/\sqrt{3})(I_K/K_I)$, то в таком случае условие чувствительности будет в 2 раза хуже, чем в схеме полной звезды. Для устранения этого недостатка следует использовать реле в обратном проводе, где проходит сумма токов фаз, равная току КЗ в третьей фазе:

$$I_{0л} = \frac{I_K}{\sqrt{3}K_I} + \frac{I_K}{\sqrt{3}K_I} = \frac{2I_K}{\sqrt{3}K_I}. \quad (3.27)$$

3. В схеме с включением одного реле на разность токов двух фаз ток в реле будет отсутствовать в случае, показанном на рис. 3.9, а, б.

4. В схеме соединения трех ТТ в треугольник и трех реле в звезду (на рис. 3.9 не показано) восстанавливается распределение токов – в двух фазах BC и CA течет ток I_K , а в третьем реле ток отсутствует.

Рассчитанные токи КЗ за трансформаторами на стороне НН должны быть пересчитаны на высокую сторону для выбора уставок защит на стороне ВН. При этом следует учесть особенности, связанные

с группой соединения обмоток трансформатора. Токи трехфазного КЗ пересчитываются через коэффициент трансформации трансформатора:

$$I_{\text{ВН}}^{(3)} = \frac{I_{\text{НН}}^{(3)}}{K_T}. \quad (3.28)$$

Для простоты условно принимаем коэффициент трансформации трансформатора $K_T = 1$. При этом отношение линейных токов обмоток с соединением Y и Δ равно 1, а токов в фазах:

$$I_Y / I_{\Delta} = W_{\Delta} / W_Y = \sqrt{3} \quad \text{или} \quad W_{\Delta} = \sqrt{3}W_Y. \quad (3.29)$$

При однофазном КЗ за трансформатором 6(10)/0,4 кВ со схемой соединения обмоток Y/Y_0 ток проходит только в поврежденной фазе A и имеет значения:

$$I_A^{(1)} = I_{1A} + I_{2A} + I_{0A}; \quad I_{1A} = I_{2A} = I_{0A}. \quad (3.30)$$

Токи I_0 не могут протекать в обмотке ВН, соединенной в звезду (рис. 3.10). Поэтому в одноименной фазе будет протекать ток, равный $2/3 I_A^{(1)}$, а в двух других фазах – $1/3 I_A^{(1)}$.

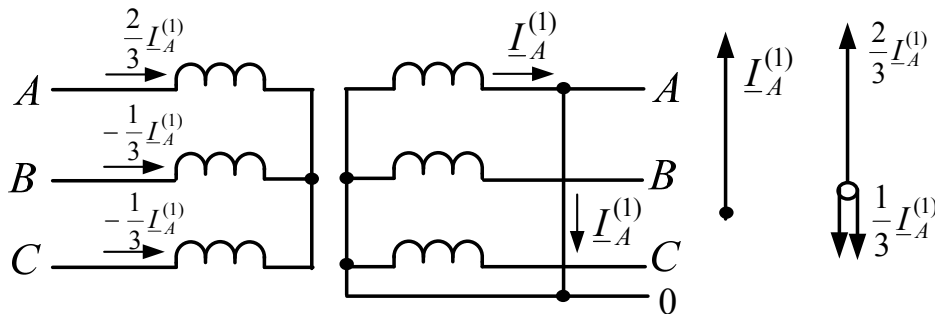


Рис. 3.10. Распределение токов при однофазном КЗ за трансформатором со схемой соединений Y/Y и $K_T = 1$

Исходя из рассмотренных выше примеров, для практических расчетов токи, проходящие в фазах трансформаторов с учетом видов КЗ, схем соединения обмоток и реальных коэффициентов трансформации трансформатора удобно рассчитывать относительно тока трехфазного КЗ. Ниже даны формулы для пересчета.

Токи двухфазного КЗ за трансформатором со схемой (Δ/Y_0) на стороне ВН проходят во всех трех фазах, причем в одной фазе течет ток равный току трехфазного КЗ, а в двух других текут половинки этого тока:

$$\begin{aligned}
I_{\text{ВНА}}^{(2)} = I_{\text{ВНА}}^{(3)} = I_{\text{НН}}^{(3)}/K_I; \quad I_{\text{ВНВ}}^{(2)} = -0,5I_{\text{НН}}^{(3)}/K_I; \\
I_{\text{ВНС}}^{(2)} = -0,5I_{\text{НН}}^{(3)}/K_I; \quad I_1 = I_2 = I_{\text{ВНА}}^{(2)}/\sqrt{3},
\end{aligned}
\tag{3.31}$$

где I_1 и I_2 – токи прямой и обратной последовательностей.

Токи двухфазного КЗ за трансформатором со схемой (Y/Y₀) на стороне ВН проходят в двух фазах, одноименных с поврежденными, и по величине равны этому току:

$$I_{\text{ВНА}}^{(2)} = I_{\text{НН}}^{(2)}/K_I; \quad I_{\text{ВНВ}}^{(2)} = -I_{\text{НН}}^{(2)}/K_I; \quad I_1 = I_2 = I_{\text{ВН}}^{(2)}/\sqrt{3},
\tag{3.32}$$

где I_1 и I_2 – токи прямой и обратной последовательностей.

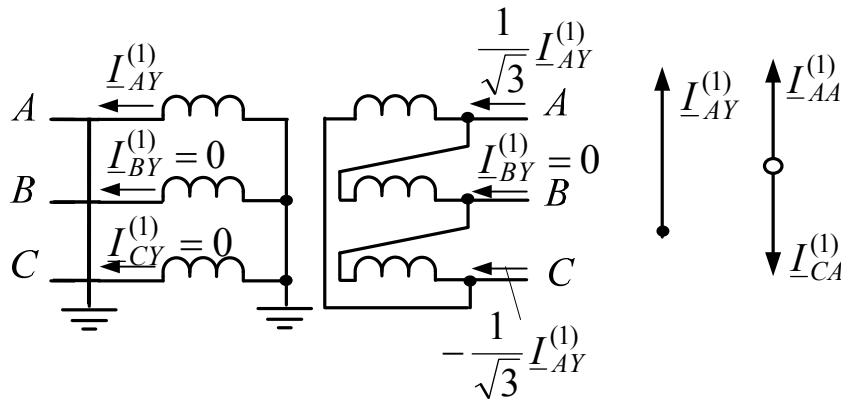


Рис. 3.11. Распределение токов при однофазном КЗ за трансформатором со схемой соединений Δ/Y и $K_T = 1$

Распределение токов при однофазном коротком замыкании за трансформатором с соединением обмоток Δ/Y_0 и Y/Y_0 . При однофазном КЗ за трансформатором со схемой (Δ/Y_0) на стороне ВН (рис. 3.11) токи проходят по двум фазам, они равны по величине и противоположно направлены:

$$I_{\text{ВНА}}^{(1)} = I_{\text{НН}}^{(1)}/\sqrt{3}K_I; \quad I_{\text{ВНВ}}^{(1)} = -I_{\text{НН}}^{(1)}/\sqrt{3}K_I; \quad I_1 = I_2 = I_{\text{ВН}}^{(1)}/\sqrt{3} = I_{\text{НН}}^{(1)}/3K_I.
\tag{3.33}$$

Токи однофазного КЗ за трансформатором со схемой (Y/Y₀) на стороне ВН проходят во всех трех фазах, причем в одной фазе течет ток, равный 2/3 тока однофазного КЗ, а в двух других протекают половинки этого тока:

$$\begin{aligned}
I_{\text{ВНА}}^{(1)} = 2/3I_{\text{НН}}^{(1)}/K_I; \quad I_{\text{ВНВ}}^{(1)} = -I_{\text{НН}}^{(1)}/K_I/3; \\
I_{\text{ВНС}}^{(1)} = -I_{\text{НН}}^{(1)}/K_I/3; \quad I_1 = I_2 = I_{\text{ВНА}}^{(1)}/2.
\end{aligned}
\tag{3.34}$$

Во многих случаях для расчета токов КЗ в сетях напряжением 0,4 кВ на выводах трансформатора можно пренебречь не только сопротивлением ЭЭС, но и сопротивлением питающей сети. В данном случае расчетное уравнение принимает вид

$$I_{\text{к}}^{(3)} = U / (\sqrt{3} \cdot Z_T) = U \cdot S_{\text{н}} / \sqrt{3} \cdot 10 \cdot U_{\text{к}} \cdot U_{\text{н}}^2 = I_{\text{н}} / U_{\text{к}}, \quad (3.35)$$

где $I_{\text{н}}$ – номинальный ток трансформатора, А.

Таблица 3.2

Токи несимметричных КЗ при разных схемах соединений обмоток трансформаторов

Схема соединения обмоток	Вид КЗ	Ток КЗ на вторичной стороне при $U_1/U_2 = 1$		Количество витков
		В месте КЗ	На первичной стороне	
Y/Y-0	aa-o	$I_A = \sqrt{3}U_{\phi} / Z_{m1}$	$I_A = 2I_a/3,$ $I_B = I_C = I_a/3$	$W_Y = W_{YH}$
	bb-c	$I_B = I_C = \sqrt{3} \cdot I_{\text{к}}^{(3)} / 2$	$I_B = I_C = \sqrt{3} \cdot I_{\text{к}}^{(3)} / 2 =$ $= 0,766 \cdot I_{\text{к}}^{(3)}$	
$\Delta/Y-0$	aa-o	$I_A = 3U_{\phi} / Z_{m1} =$ $= U_{\phi} / Z_m = I_{\text{к}}^{(3)}$	$I_A = I_B = I_a / \sqrt{3} = 0,57 \cdot I_{\text{к}}^{(3)}$	$W_{\Delta} = \sqrt{3}W_Y$
	bb-c	$I_B = I_C = 3 \cdot I_{\text{к}}^{(3)} / 2$	$I_B = 2I_b = I_{\text{к}}^{(3)},$ $I_A = I_C = I_B / 2$	
Y/ Δ	bb-c	$I_B = I_C = \sqrt{3} \cdot I_{\text{к}}^{(3)} / 2$	$I_A = I_C = I_B / 2,$ $I_B = 2 / \sqrt{3} \cdot I_b = I_{\text{к}}^{(3)}$	$W_{\Delta} = \sqrt{3}W_Y$

Для расчета защит трансформаторов необходимо знать значение и направление токов в первичной обмотке трансформатора при КЗ на его вторичной стороне. В табл. 3.2 даются выражения для пересчета токов. Особенность выражений (табл. 3.2) заключается в том, что за исключением однофазного КЗ за трансформатором со схемой соединений Y/Y₀ все токи при разных видах КЗ и разных схемах соединений обмоток трансформатора выражены через ток трехфазного КЗ в той же точке $I_{\text{к}}^{(3)}$. При выводе выражений принято, что коэффициент трансформации трансформатора равен отношению линейных напряжений холостого хода U_{1x} / U_{2x} . По этому условию определены и соотношения чисел витков обмоток трансформатора.

Пользоваться выражениями, приведенными в табл. 3.2, можно двояко:

1) определить ток требуемого вида КЗ, приведенный к вторичному напряжению U_2 , и пересчитать его по действительному коэффициенту трансформации на первичную сторону;

2) вести расчет для трехфазного КЗ, относя ток и сопротивления к первичному напряжению U_1 , и по выражениям из табл. 3.2 определить токи при рассчитываемом виде КЗ.

3.6. Учет регулятора под нагрузкой трансформаторов при расчетах токов короткого замыкания

Практически все современные трансформаторы имеют ответвления от обмоток для регулирования напряжения с помощью переключателя РПН. Учет всего диапазона регулирования приводит к значительной разнице токов в крайних положениях переключателя. Например, для трансформаторов мощностью 25 МВ · А токи отличаются в крайних положениях почти в 2 раза: 833–480 А, при средней величине тока – 578 А. Из-за такой разницы токов для обеспечения необходимой чувствительности вынужденно применяют блокировку по напряжению для максимальных токовых защит трансформатора. Реальный диапазон положений переключателя значительно меньше, однако для защиты мощных трансформаторов учитывают наихудший режим. Заводом-изготовителем обычно даются три величины напряжений короткого замыкания ($U_{к\ min}$, $U_{к\ ср}$, $U_{к\ max\ ВН}$) для среднего и обоих крайних положений. Величина напряжения U_k для какого-либо промежуточного положения РПН определяется методом линейной интерполяции, т. е. изменение величины U_k пропорционально отклонению напряжения от среднего положения переключателя.

У трансформаторов распределительной сети ответвления для регулирования напряжения выполняются на стороне обмотки ВН. В соответствии с ГОСТ 11677–75 требуется, чтобы все трансформаторы допускали длительную работу при напряжении питания, превышающем номинальное напряжение данного ответвления не более чем на 5 % при номинальной нагрузке и 10 % кратковременно (до 6 ч в сутки) или длительно при нагрузке 25 % номинальной. Такое требование, как правило, выполняется при условии исправности автоматики РПН. Например, номинальное напряжение 9-го ответвления РПН, соответствующего +16 %, составляет $115(1 + 0,16) = 133,4$ кВ. Однако

в сетях 110 кВ максимальное допустимое напряжение составляет 126 кВ. Поэтому при расчете максимального коэффициента трансформации трансформатора напряжение стороны ВН принимают не 133,4 кВ, а 126 кВ и аналогично в сетях других классов напряжения (см. табл. П.1.1).

Для трансформаторов с регулированием типов ПБВ или РПН с достаточной для практики точностью сопротивление трансформаторов для любого положения переключателя ответвлений Z_T можно определить по формуле

$$Z_T = Z_{T_H} (1 \pm \Delta N)^2, \quad (3.36)$$

где Z_{T_H} – сопротивление трансформатора, определенное для номинального напряжения; ΔN – количество ответвлений (изменение напряжения при переводе переключателя в одно следующее положение), в относительных единицах (о. е.).

Для трансформаторов распределительных сетей предусматриваются два основных предела регулирования: для регулирования типа ПБВ $\pm 2 \times 2,5 \%$; для регулирования типа РПН у трансформаторов мощностью 25–630 кВ · А при ВН 6–35 кВ $\pm 6 \times 1,67 \% = \pm 10 \%$. Для трансформаторов большой мощности и более высоких напряжений пределы регулирования доводят до $\pm 16 \%$ ($9 \times 1,78 \%$).

Сопротивление трансформаторов, имеющих пределы регулирования типа ПБВ $\pm 2 \times 2,5 \%$, определенное по выражению (3.36), будет изменяться в пределах:

$$Z_{T1} = Z_{T_H} (1 \pm 0,05)^2 = (1,1-0,91)Z_{T_H}.$$

Для трансформаторов с регулированием РПН в пределах $\pm 1,6 \%$ применяется автоматическое регулирование напряжения. Вопрос об учете изменения сопротивления трансформаторов решается в зависимости от местных условий, в основном от пределов действительного колебания напряжения.

При регулировании напряжения переключателем РПН изменяется не только коэффициент трансформации, но и реактивное сопротивление трансформатора. Кроме того, энергосистема, питающая трансформатор, также изменяет свое реактивное сопротивление в зависимости от режима работы (максимальный или минимальный режимы). В этой связи в расчетной точке (на шинах НН или СН подстанции) необходимо определять значения как максимальных, так и минимальных токов КЗ для корректного выбора уставок защит.

При определении сопротивления КЗ (реактанса) в расчетной точке, т. е. на выводах НН трансформатора, рекомендуется пользоваться следующими выражениями, справедливыми для любого типа трансформатора:

$$x_{\text{НН min}} = \frac{U_{\text{НН}}^2}{U_{\text{ном ВН}}} \left[\frac{x_{\text{с max}}}{U_{\text{ср ВН}}(1-\Delta U)} + \frac{U_{\text{ср ВН}}(1-\Delta U)U_{\text{к min}}}{100S_{\text{н.тр}}} \right]; \quad (3.37)$$

$$x_{\text{НН max}} = U_{\text{НН}}^2 \left[\frac{x_{\text{с min}}}{U_{\text{max ВН}}^2} + \frac{U_{\text{к max}}}{100S_{\text{н.тр}}} \right],$$

где $U_{\text{НН}}$ – номинальное напряжение трансформатора стороны НН, кВ; в зависимости от типа трансформатора может иметь значения 6,6; 6,3; 11 кВ; $U_{\text{ном ВН}}$, $U_{\text{ср ВН}}$, $U_{\text{max ВН}}$ – значения соответственно номинального, среднего и максимального напряжений питающей энергосистемы, равные 110, 115, 126 кВ или 35, 37, 40,5 кВ (см. табл. П.1.1); ΔU – относительный диапазон регулирования напряжения переключателем РПН, равный 0,16 или 0,1 соответственно при пределах регулирования ± 16 и ± 10 %; $S_{\text{н.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ · А; для двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой принимается значение $0,5 S_{\text{н.тр}}$; $x_{\text{с max}}$, $x_{\text{с min}}$ – сопротивления системы в максимальном и минимальном режимах на шинах 110 (35) кВ данной подстанции, Ом, причем $x_{\text{с max}} < x_{\text{с min}}$; $U_{\text{к min}}$, $U_{\text{к max}}$ – значения напряжения КЗ на крайних ответвлениях регулируемой обмотки ВН трансформатора, %; определяются из паспорта на данный трансформатор или по табл. П.1.8, П.1.9.

Для трехобмоточного трансформатора в выражение (3.37) подставляют следующие значения:

– если рассчитывается $x_{\text{НН}}$ на шинах 6(10) кВ, то $U_{\text{к}} = U_{\text{к ВН-НН}}$, т. е. принимается значение $U_{\text{к min(max)}}$ между обмотками ВН и НН;

– если рассчитывается реактанс $x_{\text{СН}}$ на шинах СН 35 кВ, то вместо $U_{\text{НН}}$ принимается номинальное напряжение трансформатора стороны СН, равное 38,5 кВ, а вместо $U_{\text{к}} = U_{\text{к ВН-СН}}$, т. е. принимается значение $U_{\text{к min(max)}}$ между обмотками ВН и СН.

Токи трехфазного КЗ на шинах НН (СН) подстанции определяются по выражению

$$I_{\text{к НН max(min)}}^{(3)} = U_{\text{НН}} / (\sqrt{3} \cdot x_{\text{НН min(max)}}). \quad (3.38)$$

Приведение указанных токов КЗ к стороне ВН трансформатора производится с учетом изменения коэффициента трансформации по следующим выражениям:

$$\begin{aligned} I_{\text{к ВН max}}^{(3)} &= I_{\text{к НН max}}^{(3)} \cdot U_{\text{НН}} / [U_{\text{ср ВН}} (1 - \Delta U)]; \\ I_{\text{к ВН min}}^{(3)} &= I_{\text{к НН min}}^{(3)} \cdot U_{\text{НН}} / U_{\text{max ВН}}. \end{aligned} \quad (3.39)$$

Пример 3.1. Определить токи КЗ на шинах 6 и 35 кВ подстанции с трехобмоточными трансформаторами типа ТДТН-16000/115/38,5/6,6, у которых (см. табл. П.1.8):

$$\Delta U_{\text{РНН}} = \pm 16 \%, U_{\text{к ВН-НН min(max)}} = 16,4 (18,5) \%;$$

$$U_{\text{к ВН-СН min(max)}} = 9,5 (11,69) \%; U_{\text{к СН-НН}} = 6 \%.$$

Реактансы (сопротивления КЗ) на шинах 110 кВ подстанции известны: $x_{\text{с max}} = 21,42 \text{ Ом}$, $x_{\text{с min}} = 57,66 \text{ Ом}$.

Определяем по выражению (3.37) сопротивления КЗ на шинах 6 кВ:

$$x_{\text{НН min}} = \frac{6,6^2}{110} \left[\frac{21,42}{115(1-0,16)} + \frac{115(1-0,16)16,4}{100 \cdot 16} \right] = 0,48 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{НН max}} = 6,6^2 \left[\frac{57,66}{126^2} + \frac{18,5}{100 \cdot 16} \right] = 0,66 \text{ Ом}.$$

Находим сопротивления КЗ на шинах 35 кВ:

$$x_{\text{СН min}} = \frac{38,5^2}{110} \left[\frac{21,42}{115(1-0,16)} + \frac{115(1-0,16)9,5}{100 \cdot 16} \right] = 10,7 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{СН max}} = 38,5^2 \left[\frac{57,66}{126^2} + \frac{11,69}{100 \cdot 16} \right] = 16,2 \text{ Ом}.$$

Рассчитываем токи КЗ на шинах НН и СН по выражению (3.38):

$$I_{\text{к НН max}}^{(3)} = 6600 / (\sqrt{3} \cdot 0,48) = 7938 \text{ А};$$

$$I_{\text{к НН min}}^{(3)} = 6600 / (\sqrt{3} \cdot 0,66) = 5773 \text{ А};$$

$$I_{\text{к СН max}}^{(3)} = 38500 / (\sqrt{3} \cdot 10,7) = 2077 \text{ А};$$

$$I_{\text{к СН min}}^{(3)} = 38500 / (\sqrt{3} \cdot 16,2) = 1372 \text{ А}.$$

Найденные токи КЗ приводим к стороне ВН трансформатора по выражениям (3.39):

$$I_{к\text{ ВН max(НН)}}^{(3)} = 7938 \cdot 6,6 / [115(1 - 0,16)] = 542 \text{ А};$$

$$I_{к\text{ ВН min(НН)}}^{(3)} = 5773 \cdot 6,6 / 126 = 302 \text{ А};$$

$$I_{к\text{ ВН max(СН)}}^{(3)} = 2077 \cdot 38,5 / [115(1 - 0,16)] = 828 \text{ А};$$

$$I_{к\text{ ВН min(СН)}}^{(3)} = 1372 \cdot 38,5 / 126 = 419 \text{ А}.$$

Как видим из расчета, за счет РПН токи КЗ на стороне ВН трансформатора отличаются в 1,8 раза, а на стороне НН разница этих токов менее, чем в 1,4 раза.

Для определения токов КЗ на фидерах, отходящих от шин подстанции, т. е. в заданной распределительной сети 6, 10, 35 кВ к найденным значениям $x_{\text{НН}}$ ($x_{\text{СН}}$) прибавляют сопротивление линии фидера, причем обязательно с учетом активного сопротивления кабельной или воздушной линии:

$$Z_{\text{л}} = r_{\text{кб}} + j(x_{\text{кб}} + x_{\text{НН}}),$$

затем определяют токи КЗ.

Максимальные значения токов КЗ используются при выборе уставок РЗ, а минимальные токи КЗ (двухфазные) $I_{\text{к min}}^{(2)} = 0,866I_{\text{к min}}^{(3)}$ – для проверки чувствительности защит.

3.7. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках напряжением до 1000 В

Расчет токов симметричных и несимметричных составляющих в электроустановках напряжением до 1 кВ необходим для выбора и проверки электрооборудования по условиям КЗ, для выбора коммутационных аппаратов, уставок защиты и заземляющих устройств.

По максимальным значениям периодических и аperiodических составляющих токов трехфазного КЗ проверяется отключающая способность предохранителей или автоматических выключателей, а по минимальным однофазным токам КЗ с учетом сопротивления дуги и спада тока при нагреве кабеля токами КЗ – чувствительность плавкой вставки или токов срабатывания расцепителей.

Принимаемые допущения. При расчете токов КЗ в распределительных сетях до 1 кВ необходимо учитывать не только активные и индуктивные сопротивления всех элементов сети, но и активные сопротивления всех переходных контактов в этой цепи (на шинах, вводах и выводах аппаратов, разъемных контактов аппаратов, переходных сопротивлений в контактах рубильников, выключателей, предохранителей, сопротивление дуги в месте КЗ), а также сопротивления катушек расцепителей автоматов, первичных обмоток ТТ, активные и индуктивные сопротивления шин и т. д.). Точные данные для некоторых конструкций можно найти только в каталогах заводоизготовителей. Для приближенных вычислений можно пользоваться средними значениями сопротивлений по справочной литературе.

При определении сопротивления необходимо учитывать сопротивление дуги в месте КЗ, значение которого принимается 0,01 Ом при приближенных расчетах.

Испытания показали, что реально имеющие место величины токов при КЗ значительно меньше на 60–80 % расчетных величин токов, найденных без учета сопротивлений контактных соединений.

При отсутствии достоверных данных о контактах и их переходных сопротивлениях рекомендуется при расчете токов КЗ в сетях, питаемых трансформаторами мощностью до 1600 кВ · А включительно, учитывать их суммарное сопротивление введением в расчет активного сопротивления:

1. Для распределительных устройств на станциях и подстанциях – 0,015 Ом.

2. Для первичных цеховых распределительных пунктов, как и на зажимах аппаратов, питаемых радиальными линиями от щитов подстанций или от главных магистралей – 0,02 Ом.

3. Для вторичных цеховых распределительных пунктов, как и на зажимах аппаратов, питаемых от первичных распределительных – 0,025 Ом.

4. Для аппаратуры, установленной непосредственно у электроприемников, получающих питание от вторичных распределительных пунктов – 0,03 Ом.

Значительное электрическое удаление систем электроснабжения от питающих центров позволяет считать, что при КЗ за понижающим трансформатором напряжение в точке сети, где он присоединен, практически остается неизменным и равным своему номинальному значению.

Сопротивления трансформаторов, кабелей, шинопроводов, аппаратов выбираются из справочной литературы.

Токи КЗ в электроустановках напряжением до 1 кВ рекомендуется рассчитывать в именованных единицах.

Расчет начального значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ. При составлении схем замещения параметры элементов исходной расчетной схемы следует приводить к ступени напряжения сети, на которой находится точка КЗ, а активные и индуктивные сопротивления всех элементов схемы замещения выражать в миллиомах.

При расчете токов КЗ в электроустановках, получающих питание непосредственно от сети энергосистемы, допускается считать, что понижающие трансформаторы подключены к источнику неизменного по амплитуде напряжения через эквивалентное индуктивное сопротивление.

Значение этого сопротивления (X_c), приведенное к ступени НН сети, следует рассчитывать по формуле

$$X_c = \frac{U_{\text{cp НН}}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{к ВН}} U_{\text{cp ВН}}} = \frac{U_{\text{cp НН}}^2}{S_{\text{к}}} 10^{-3}, \text{ мОм}, \quad (3.40)$$

где $U_{\text{cp НН}}$ – среднее номинальное напряжение сети, подключенной к обмотке НН трансформатора, В; $U_{\text{cp ВН}}$ – среднее номинальное напряжение сети, к которой подключена обмотка ВН трансформатора, В; $I_{\text{к ВН}}$ – действующее значение периодической составляющей тока при трехфазном КЗ у выводов обмотки ВН трансформатора, кА; $S_{\text{к}}$ – мощность КЗ у выводов обмотки ВН трансформатора, МВ · А.

Далее рассчитывается сопротивление трансформатора (табл. 3.1). Например, трансформатор мощностью 400 кВ · А имеет

$$x_{\text{тр}}^{(3)} = \frac{4,5 \cdot 6,3^2}{100 \cdot 0,4} = 4,46, \text{ Ом}.$$

Это значение примерно на порядок больше, чем сопротивление питающей его сети, приведенное к стороне 6(10) кВ. Поэтому при расчете тока КЗ допускается не учитывать сопротивление питающей сети, а следовательно, и нет необходимости в определении максимального и минимального тока КЗ. Однако для более мощных трансформаторов следует сложить сопротивления $x_{\text{тр}}^{(3)} + x_{\text{НН min}} + x_{\text{кб}}$ и оп-

ределить максимальный ток трехфазного металлического КЗ за трансформатором. Реальный ток КЗ всегда ниже расчетного значения, поскольку в цепях 0,4 кВ существенную роль играют переходные сопротивления контактных соединений сборок и сопротивление дуги. Несоответствие расчетного и реального значения токов КЗ должно учитываться при выборе уставок защит с помощью коэффициентов чувствительности и надежности согласования.

При определении тока однофазного КЗ необходимо знать группу соединений обмоток трансформатора 6(10)/0,4 кВ. Если группа соединений обмоток трансформатора Δ/Y , то можно считать, что сопротивление прямой последовательности равно сопротивлению нулевой последовательности, т. е. $x_{тр}^{(3)} = x_{тр}^{(1)}$, и, следовательно, токи однофазного и трехфазного КЗ на стороне НН примерно равны между собой: $I_{к}^{(1)} \approx I_{к}^{(3)}$. Однако при приведении тока КЗ на сторону ВН его значение (без учета коэффициента трансформации) уменьшится на $\sqrt{3}$ (табл. 3.2). Если группа соединений обмоток трансформатора Y/Y_0 , то в данном случае ток однофазного КЗ намного меньше тока трехфазного КЗ. Это объясняется тем, что при однофазном КЗ в обмотке 0,4 кВ трансформатора протекают токи прямой, обратной и нулевой последовательностей, в то время как в обмотке 6 кВ – только токи прямой и обратной последовательностей. В результате токи нулевой последовательности являются целиком намагничивающими токами. Магнитные потоки, создаваемые этими токами во всех стержнях магнитопровода, направлены в одну сторону и поэтому замыкаются через стенки бака, изолирующую среду, стяжные болты, что и определяет высокое значение сопротивления нулевой последовательности по сравнению с сопротивлением прямой последовательности таких трансформаторов.

Для практических расчетов тока однофазного КЗ за трансформатором Y/Y_0 пользуются выражением

$$I_{к\text{ НН}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{Z_{тр}^{(1)}/3}, \quad (3.41)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение стороны НН, равное 230 В; $Z_{тр}^{(1)}/3$ – значение сопротивления однофазного замыкания, отнесенное к стороне НН. Эти значения приведены в зависимости от мощности трансформатора в табл. П.1.10.

Например, для трансформатора мощностью 400 кВ · А значение $Z_{\text{тр}}^{(1)} / 3 = 0,065$ Ом, следовательно, ток однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ составит:

$$I_{\text{к НН}}^{(1)} = \frac{230}{0,065} = 3538 \text{ А.}$$

Этот же ток, приведенный к стороне ВН, будет соответствовать

$$I_{\text{к ВН}}^{(1)} = I_{\text{к НН}}^{(1)} \frac{U_{\text{ном НН}}}{U_{\text{ном ВН}}} = 3538 \frac{0,4}{6} = 236 \text{ А.}$$

Полученный ток на стороне ВН распределяется по фазам следующим образом. В одной из фаз его величина составляет $2/3 I_{\text{к ВН}}^{(1)}$, а в двух других фазах $1/3 I_{\text{к ВН}}^{(1)}$ (табл. 3.2). Таким образом, при оценке чувствительности МТЗ на стороне ВН такого трансформатора для цифровых реле, а также для обычных защит в трехрелейном исполнении, значение тока однофазного КЗ принимается равным $2/3 I_{\text{к ВН}}^{(1)}$.

При электроснабжении электроустановки до 1 кВ от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ ($I_{\text{п0}}^{(3)}$) без учета подпитки от электродвигателей следует рассчитывать по формуле

$$I_{\text{п0}} = \frac{U_{\text{ср НН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}, \text{ кА,} \quad (3.42)$$

где $U_{\text{ср НН}}$ – среднее номинальное напряжение сети, в которой произошло КЗ, В; $R_{1\Sigma}$, $X_{1\Sigma}$ – соответственно суммарные активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности цепи КЗ, мОм. Эти сопротивления равны:

$$R_{1\Sigma} = R_T + R_{TA} + R_{\text{кв}} + R_{\text{ш}} + R_{\text{к}} + R_{1\text{кб}} + R_{\text{вл}} + R_{\text{д}};$$

$$X_{1\Sigma} = X_{\text{с}} + X_T + X_{TA} + X_{\text{кв}} + X_{\text{ш}} + X_{\text{к}} + X_{1\text{кб}} + X_{\text{вл}},$$

где $X_{\text{с}}$ – эквивалентное индуктивное сопротивление системы до понижающего трансформатора, мОм, приведенное к ступени НН; R_T и X_T – активное и индуктивное сопротивления понижающего транс-

форматора, мОм, приведенные к ступени НН сети, которые рассчитывают по формулам:

$$R_T = \frac{P_{к.ном} \cdot U_{ном НН}^2}{S_{T ном}^2} 10^6; \quad (3.43)$$

$$X_T = \sqrt{u_k^2 - \left(\frac{100 \cdot P_{к.ном}}{S_{T ном}} \right)^2} \frac{U_{ном НН}^2}{S_{T ном}} 10^4,$$

где $S_{T ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ · А; $P_{к.ном}$ – потери КЗ в трансформаторе, кВт; $U_{ном НН}$ – номинальное напряжение обмотки НН трансформатора, кВ; u_k – напряжение КЗ трансформатора, %; $R_{ТА}$ и $X_{ТА}$ – активное и индуктивное сопротивления первичных обмоток ТТ, мОм; $R_{кв}$ и $X_{кв}$ – активное и индуктивное сопротивления токовых катушек и переходных сопротивлений подвижных контактов автоматических выключателей, мОм; $R_{ш}$ и $X_{ш}$ – активное и индуктивное сопротивления шинопроводов, мОм; R_k – суммарное активное сопротивление различных контактов и контактных соединений. При приближенном учете сопротивлений контактов следует принимать: $R_k = 0,1$ мОм – для контактных соединений кабелей; $R_k = 0,01$ мОм – для шинопроводов; $R_k = 0,1$ мОм – для коммутационных аппаратов; $R_{1кб}$ и $X_{1кб}$ – активное и индуктивное сопротивления кабелей; $R_{1вл}$ и $X_{1вл}$ – активное и индуктивное сопротивления воздушных линий; R_d – активное сопротивление дуги в месте КЗ, мОм.

Значение тока двухфазного КЗ следует определять по формуле

$$I_{п0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{п0}^{(3)}. \quad (3.44)$$

Расчет тока однофазного КЗ. Если электроснабжение электроустановки напряжением до 1 кВ осуществляется от энергосистемы через понижающий трансформатор, то начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ от системы следует рассчитывать по формуле

$$I_{п0}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{ср НН}}{\sqrt{(2R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \text{ кА}, \quad (3.45)$$

где $R_{1\Sigma}$ и $X_{1\Sigma}$ – соответственно суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления прямой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, мОм; $R_{0\Sigma}$ и $X_{0\Sigma}$ – соответственно суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления нулевой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, мОм. Эти сопротивления равны:

$$R_{0\Sigma} = R_{0T} + R_{TA} + R_{кв} + R_{к} + R_{0ш} + R_{0кб} + R_{0вл} + R_{д};$$

$$X_{0\Sigma} = X_{0T} + X_{TA} + X_{кв} + X_{0ш} + X_{0кб} + X_{0вл},$$

где R_{0T} и X_{0T} — активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности понижающего трансформатора. Для трансформаторов, обмотки которых соединены по схеме Δ/Y , при расчете КЗ в сети НН эти сопротивления следует принимать равными соответственно активным и индуктивным сопротивлениям прямой последовательности; $R_{0ш}$ и $X_{0ш}$ – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности шинпровода; $R_{0кб}$ и $X_{0кб}$ – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности кабеля; $R_{0вл}$ и $X_{0вл}$ – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности воздушной линии:

$$R_{0вл} = R_1 + 3R_3 = R_1 + 0,15 \text{ мОм/м}; \quad X_{0вл} \approx 3X_{1вл}.$$

Расчет токов однофазного КЗ производится по удельным сопротивлениям прямой (R_1 ; X_1) и нулевой (R_0 ; X_0) последовательностям проводов, кабелей, значения которых приведены в [3], а также в табл. П.1.14.1–П.1.14.7 с поправочными коэффициентами на нагрев кабеля токами КЗ. Данный метод учитывает влияние переходных сопротивлений контактных соединений, сопротивление катушек и контактов автоматических выключателей (см. табл. П.1.15), сопротивление электрической дуги при дуговых замыканиях на землю. При этом погрешность расчета величины тока КЗ не превышает 10 % от реального значения.

Для выбора уставок РЗ в электроустановках до 1 кВ прежде всего необходимо знать минимально возможные токи КЗ для проверки чувствительности защит. Минимальные токи КЗ возникают при повреждениях, сопровождающихся дуговыми однофазными КЗ в конце защищаемой линии.

Расчет тока дугового КЗ рекомендуется выполнять двумя способами:

1. Введением в формулу (3.45) активного сопротивления дуги, значение которого зависит от мощности и схемы соединений обмо-

ток питающего трансформатора, сечения жил и длины кабельной линии.

2. Приближенное значение сопротивления дуги при однофазном дуговом КЗ допустимо определять по формуле

$$R_d = \sqrt{\frac{U_{\text{HH}}^2}{3I_k^2 \cdot K_c^2} - \left(\frac{X_{0\Sigma}}{3}\right)^2 - \left(\frac{R_{0\Sigma}}{3}\right)^2}, \quad (3.46)$$

где I_k – значение периодической составляющей тока в месте металлического КЗ; $R_{0\Sigma}$, $X_{0\Sigma}$ – суммарные активное и индуктивное сопротивления цепи КЗ; K_c – значение поправочного коэффициента, учитывающего снижение тока дугового КЗ по сравнению с током металлического КЗ, который можно определить по формулам:

$$K_{c,\text{cp}} = 0,6 - 0,0025Z_k + 0,114\sqrt{Z_k} - 0,133\sqrt[3]{Z_k}; \quad (3.47)$$

$$K_{c,\text{min}} = 0,55 - 0,002Z_k + 0,1\sqrt{Z_k} - 0,123\sqrt[3]{Z_k}, \quad (3.48)$$

где Z_k – полное сопротивление цепи КЗ, определяемое при однофазном КЗ по выражению:

$$Z_k = \frac{1}{3} \sqrt{(2R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2},$$

где $K_{c,\text{cp}}$ – среднестатистическое значение коэффициента в начальный момент КЗ; $K_{c,\text{min}}$ – значение коэффициента в произвольный момент КЗ.

Для ТО, срабатывающей без выдержки времени при расчете следует принимать коэффициент $K_{c,\text{cp}}$.

При определении активного сопротивления дуги в случае КЗ в радиальном кабеле $l_{\text{к.р}}$, подключенном к магистральному кабелю $l_{\text{к.м}}$ или шинопроводу другого сечения, результирующую длину *кабель – кабель* определяют по выражению, зависящему от отношения полных сопротивлений цепи до точки КЗ:

$$l_{\text{к}\Sigma} = l_{\text{к.р}} + l_{\text{к.м}} Z_{\text{к.м}} / Z_{\text{к.р}}. \quad (3.49)$$

Пример 3.2. Рассчитать ток дугового однофазного КЗ в конце кабельной линии с медными жилами сечением $4 \times 50 \text{ мм}^2$, длиной 110 м, подключенной через автоматический выключатель к источнику питания 0,4 кВ с сопротивлением $Z_{1\Pi} = Z_{0\Pi} = 3,085 + j11,43 \text{ МОм}$.

Решение. По справочным данным находим сопротивления прямой и нулевой последовательностей кабельной линии и автоматического выключателя (см. табл. П.1.14.7 и П.1.15):

$$R_{1кб} + jX_{1кб} = 47,3 + j9,35 \text{ мОм};$$

$$R_{0кб} + jX_{0кб} = 115 + j63,8 \text{ мОм}; \quad Z_a = 1,1 + j0,5 \text{ мОм}.$$

Находим результирующее сопротивление прямой последовательности:

$$\begin{aligned} Z_{1\Sigma} &= (3,085 + 47,3 + 1,1) + j(11,43 + 9,35 + 0,5) = \\ &= 51,48 + j21,28 = 55,7 \text{ мОм}. \end{aligned}$$

Результирующее сопротивление нулевой последовательности

$$Z_{0\Sigma} = (4,74 + 115 + 1,1) + j(12,63 + 63,8 + 0,5) = 120,8 + j76,93 \text{ мОм}.$$

Ток однофазного металлического КЗ по формуле (3.45):

$$I_{к}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 51,48 + 120,8)^2 + (2 \cdot 21,28 + 76,93)^2}} = 2,73 \text{ кА}.$$

Определяем сопротивление дуги по аналитическому способу по формуле (3.46):

$$\begin{aligned} Z_{к} &= \frac{1}{3} \sqrt{(2R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2} = \\ &= \frac{1}{3} \sqrt{(2 \cdot 51,48 + 120,8)^2 + (2 \cdot 21,28 + 76,93)^2} = 84,5 \text{ мОм}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} K_{с.ср} &= 0,6 - 0,0025Z_{к} + 0,114\sqrt{Z_{к}} - 0,13\sqrt[3]{Z_{к}} = \\ &= 0,6 - 0,0025 \cdot 84,5 + 0,114\sqrt{84,5} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{84,5} = 0,866; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} R_{д} &= \sqrt{\frac{U_{\text{HH}}^2}{3I_{к}^2 \cdot K_{с}^2} - \left(\frac{X_{0\Sigma}}{3}\right)^2 - \left(\frac{R_{0\Sigma}}{3}\right)^2} = \\ &= \sqrt{\frac{400^2}{3 \cdot 2,73^2 \cdot 0,866^2} - \left(\frac{76,93}{3}\right)^2 - \left(\frac{120,8}{3}\right)^2} = 53,9 \text{ мОм}. \end{aligned}$$

Ток дугового однофазного КЗ составит:

$$I_{к.д}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 51,48 + 120,8 + 53,9)^2 + (2 \cdot 21,28 + 76,93)^2}} = 2,3 \text{ кА}.$$

3.8. Учет изменения активного сопротивления проводников при коротком замыкании

При КЗ активное сопротивление проводов увеличивается за счет нагрева их током КЗ, что вызывает уменьшение тока. Уменьшение тока вызывает увеличение времени работы зависимых максимальных защит. При малой чувствительности защит возможен возврат защиты.

При расчете минимального значения тока КЗ для произвольного момента времени необходимо учитывать увеличение активного сопротивления проводников вследствие их нагрева током КЗ. В зависимости от целей расчета увеличение активного сопротивления проводников рекомендуется определять с учетом или без учета теплоотдачи в окружающую среду, а также с учетом или без учета электрической дуги в месте КЗ.

Увеличение активного сопротивления проводников рекомендуется учитывать с помощью коэффициента $K_{\text{от}}$, зависящего от материала и температуры проводника:

$$R_{\text{от}} = R_{\text{н}} K_{\text{от}}, \quad (3.50)$$

где $R_{\text{н}}$ – активное сопротивление проводника при начальной температуре, мОм; $K_{\text{от}}$ – коэффициент увеличения активного сопротивления проводника, который определяется по рис. 3.12, 3.13.

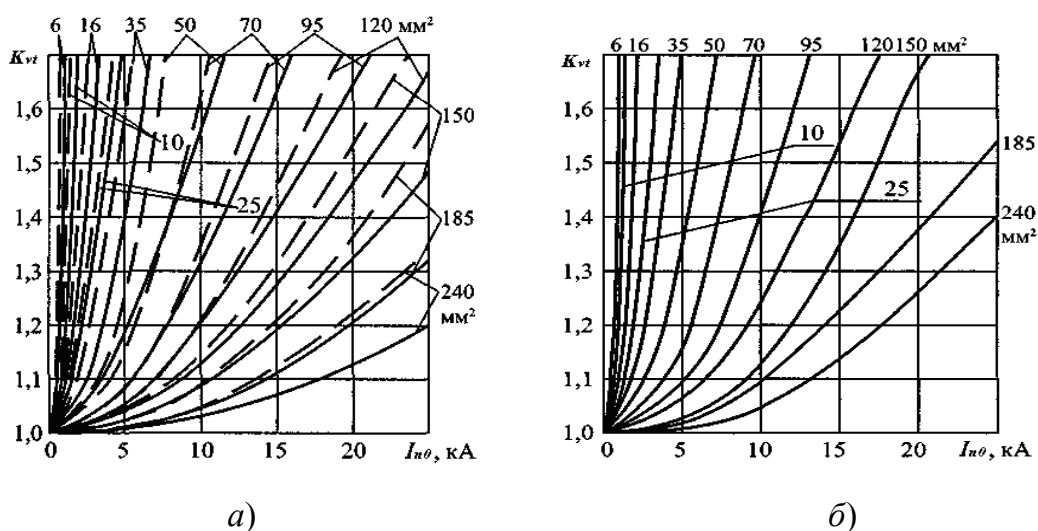


Рис. 3.12. Зависимости коэффициента увеличения активного сопротивления кабелей различных сечений с алюминиевыми жилами от тока дугового устойчивого КЗ с учетом теплоотдачи при продолжительностях КЗ: а – 0,2 с (сплошные кривые) и 0,6 с (пунктирные кривые); б – 1–1,5 с

При дуговом КЗ следует учитывать влияние изменения активного сопротивления проводника вследствие нагрева током КЗ и учитывать сопротивление электрической дуги в месте КЗ.

Значения коэффициента $K_{\text{ж}}$ для кабелей с алюминиевыми жилами при нагреве их током дугового устойчивого КЗ с учетом теплоотдачи определяют в зависимости от сечения жилы кабеля, тока в месте КЗ ($I_{\text{п0}}$) и продолжительности КЗ по кривым, приведенным на рис. 3.12, или для кабелей с медными жилами – по кривым, представленным на рис. 3.13.

Кривые (рис. 3.12, 3.13) получены при следующих расчетных условиях: КЗ происходит в радиальной схеме, содержащей источник неизменной по амплитуде ЭДС; температура кабеля изменяется от $\vartheta_{\text{н}} = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$ до $\vartheta_{\text{доп}} = 200 \text{ }^{\circ}\text{C}$; учитывается сопротивление электрической дуги; учитывается влияние теплоотдачи в изоляцию; продолжительность КЗ ($t_{\text{откл}}$ составляет: 0,2; 0,6; 1–1,5 с).

Пример 3.3. Определить токи трехфазного, двухфазного и однофазного КЗ в точке K . Расчетная схема приведена на рис. 3.14.

Сопротивления энергосистемы: $Z_{\text{с}} = 27,4 + j4,6 \text{ Ом}$.

Данные трансформатора $T1$: ТДН 16000-115/6,6 кВ; $U_{\text{к.ср}} = 10,5 \%$; потери: $P_{\text{к}} = 85 \text{ кВт}$.

Кабельная линия от РУ-6 кВ до трансформатора $T2$ 6/0,4 кВ: сечение (3×150) – 200 м.

Трансформатор $T2$: мощность – 1000 кВ · А, $u_{\text{к}} = 6 \%$; номинальные токи: 96,1/1450 А; схема соединения обмоток – Y/Y₀; потери КЗ: $P_{\text{к}} = 11,5 \text{ кВт}$.

Решение. Произведем расчет сопротивлений элементов схемы.

Полное сопротивление прямой последовательности трансформатора $T1$:

$$Z_{T1} = U_{\text{к}} \cdot U_{\text{ВН}}^2 / (100 \cdot S_{\text{тр}}) = 10,5 \cdot 115^2 / (100 \cdot 16) = 86,79 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление обмоток:

$$r_{T1} = P_{\text{к}} \cdot U_{\text{ВН}}^2 / S_{\text{тр}}^2 = 85 \cdot 10^3 \cdot 115^2 / 16000^2 = 4,39 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$x_{T1} = \sqrt{Z_{T1}^2 - r_{T1}^2} = \sqrt{86,79^2 - 4,39^2} = 86,68 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление системы и трансформатора:

$$Z_{\Sigma BH} = (27,4 + 4,39) + j(41,6 + 86,68) = 31,8 + j128,3 \text{ Ом.}$$

Это же сопротивление, приведенное к стороне 6 кВ:

$$Z_{\Sigma HH} = \left(\frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2 Z_{\Sigma BH} = \left(\frac{6,3}{115} \right)^2 (31,8 + j128,3) = 0,095 + j0,385 \text{ Ом.}$$

Сопротивление кабельной линии (3 × 150) – 200 м:

$$Z_K = 0,206 \cdot 0,2 + j0,074 \cdot 0,2 = 0,041 + j0,015 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление питающей сети:

$$Z_{\Sigma \Pi} = (0,095 + 0,041) + j(0,385 + 0,015) = 0,136 + j0,4 = 0,422 \text{ Ом.}$$

Ток трехфазного КЗ на выводах ВН трансформатора T2:

$$I_{к BH}^{(3)} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,422} = 8,6 \text{ кА.}$$

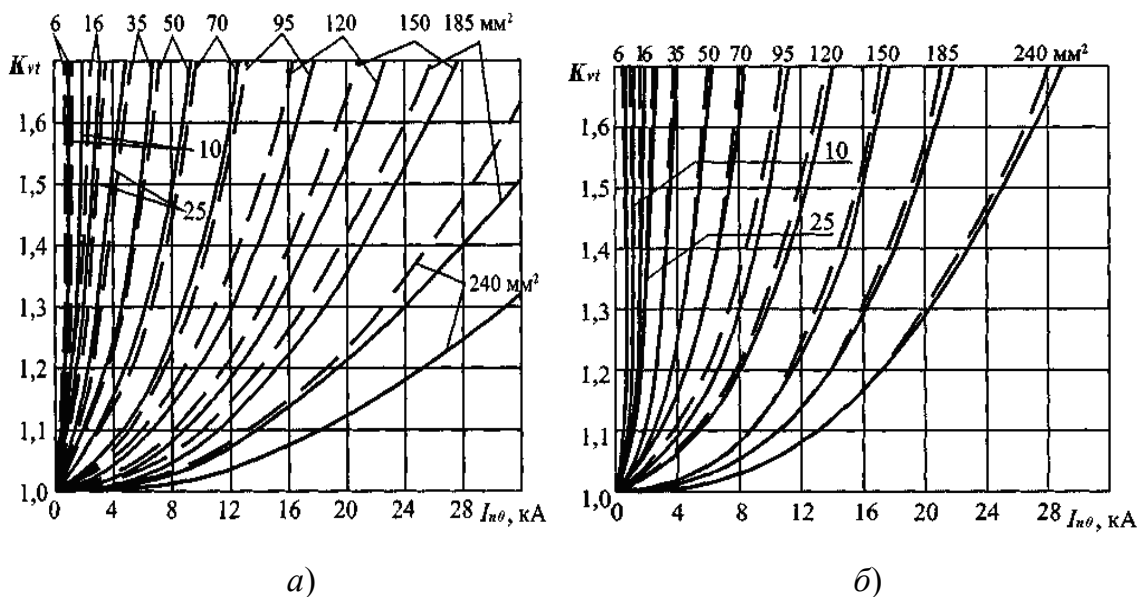


Рис. 3.13. Зависимости коэффициента увеличения активного сопротивления кабелей различных сечений с медными жилами от тока дугового устойчивого КЗ с учетом теплоотдачи при продолжительностях КЗ: а – 0,2 с (сплошные кривые) и 0,6 с (пунктирные кривые); б – 1,0 с (сплошные кривые) и 1,5 с (пунктирные кривые)

Сопротивление питающей сети, приведенное к стороне 0,4 кВ:

$$Z_{\Pi} = \left(\frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} \right)^2 Z_{\Sigma\Pi} = \left(\frac{0,4}{6} \right)^2 (0,136 + j0,4) = 0,548 + j1,611 \text{ мОм.}$$

Полное сопротивление трансформатора T_2 :

$$Z_{T_2} = 6 \cdot 0,4^2 / (100 \cdot 1,0) = 9,6 \text{ мОм.}$$

Активное сопротивление обмоток:

$$r_{T_2} = 11500 \cdot 0,4^2 / 1000^2 = 1,84 \text{ мОм.}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора T_2 :

$$x_{T_1} = \sqrt{9,6^2 - 1,84^2} = 9,42 \text{ мОм.}$$

Расчетное сопротивление прямой последовательности, приведенное к стороне 0,4 кВ:

$$Z_p = (0,548 + 1,84) + j(1,611 + 9,42) = 2,39 + j11,03 \text{ мОм.}$$

Модуль полного сопротивления:

$$Z_p = \sqrt{2,39^2 + 11,03^2} = 11,29 \text{ мОм.}$$

Значение тока трехфазного металлического КЗ на выводах 0,4 кВ трансформатора T_2 :

$$I_{\text{кНН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot Z_p} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 11,29} = 20,46 \text{ кА.}$$

Поскольку трансформатор имеет схему соединений обмоток Δ/Y , то сопротивление прямой последовательности равно сопротивлению нулевой последовательности и, следовательно, ток трехфазного КЗ равен току однофазного КЗ:

$$I_{\text{кНН}}^{(3)} = I_{\text{кНН}}^{(1)} = 20,46 \text{ кА.}$$

Значение тока двухфазного КЗ составит:

$$I_{\text{кНН}}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 20,46 / 2 = 17,72 \text{ кА.}$$

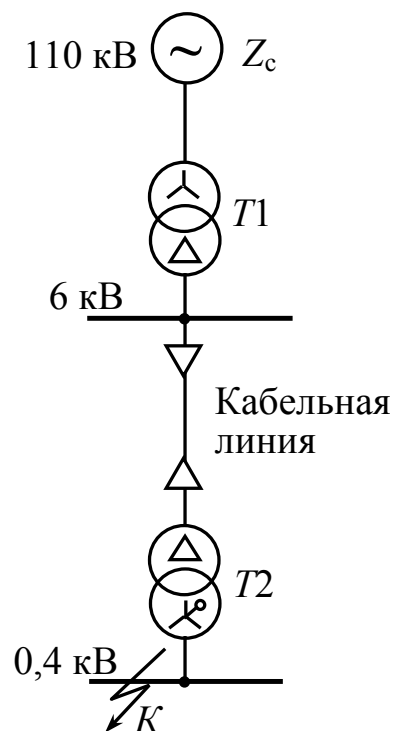


Рис. 3.14. Расчетная схема к примеру 3.3

Приведение данных токов КЗ на сторону ВН трансформатора Δ/Y производится следующим образом.

Ток двухфазного КЗ численно равен току трехфазного КЗ и с учетом коэффициента трансформации составит:

$$I_{к\text{ВН}}^{(2)} = I_{к\text{ВН}}^{(3)} = I_{к\text{НН}}^{(3)} / K_T = 20,46 / (6,3 / 0,4) = 1,3 \text{ кА.}$$

Ток однофазного КЗ, приведенный к стороне ВН, в $\sqrt{3}$ раз меньше и с учетом K_T составит:

$$I_{к\text{ВН}}^{(1)} = I_{к\text{ВН}}^{(3)} / \sqrt{3} = 1,3 / \sqrt{3} = 0,75 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов КЗ сведены в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Результаты расчета токов короткого замыкания

Сторона, кВ	Расчетное сопротивление	$I_{к}^{(3)}$, А	$I_{к}^{(2)}$, А	$I_{к}^{(1)}$, А
6,3	$0,593 + j2,533 \text{ Ом}$	1300	1300	750
0,4	$2,39 + j10,21 \text{ мОм}$	20460	17720	20460

Пример 3.4. Определить, используя метод симметричных составляющих, токи КЗ для расчетной схемы (рис. 3.15).

Решение. Составим схему замещения при заданных сопротивлениях системы: $X_{1c} = 15 \text{ Ом}$; $X_{0c} = 25 \text{ Ом}$. При расчете параметров линии 110 кВ для схемы замещения обычно пренебрегают активным сопротивлением линии. Индуктивное сопротивление прямой последовательности (X_1) линии по справочным данным равно: АС-95 – 0,429 Ом/км, АС-120 – 0,423 Ом/км. Сопротивление нулевой последовательности для линии с тросами равно $3X_0$, т. е. соответственно $0,429 \cdot 3 = 1,287 \text{ Ом}$ и $0,423 \cdot 3 = 1,269 \text{ Ом}$.

Составляем схему замещения:

$W1 - 25 \text{ км}; \text{ АС} - 120;$

$W2 - 35 \text{ км}; \text{ АС} - 95.$

Определим параметры линии:

$$X_{1W1} = 25 \cdot 0,423 = 10,6 \text{ Ом}; \quad X_{0W1} = 25 \cdot 1,269 = 31,7 \text{ Ом};$$

$$X_{1W2} = 35 \cdot 0,429 = 15,01 \text{ Ом}; \quad X_{0W2} = 35 \cdot 1,269 = 45,05 \text{ Ом}.$$

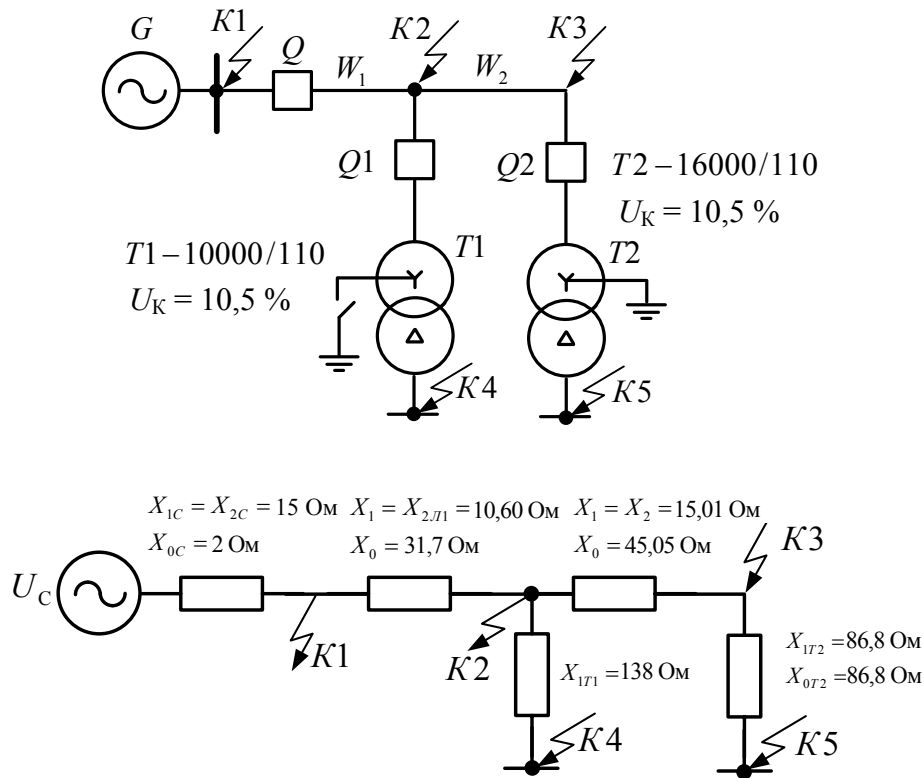


Рис. 3.15. Расчетная схема и схема замещения к примеру 3.4

Определим параметры трансформатора $T1$ мощностью $10 \text{ МВ} \cdot \text{А}$:

$$X_{1T1} = 10,5/100 \cdot 115^2 / 10 = 138 \text{ Ом.}$$

Определим параметры трансформатора $T1$ мощностью $16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$:

$$X_{1T2} = 10,5/100 \cdot 115^2 / 16 = 86,8 \text{ Ом}; \quad X_{0T2} = 86,8 \text{ Ом.}$$

Сопротивление обратной последовательности в схеме замещения равно сопротивлению прямой последовательности.

Сопротивление нулевой последовательности трансформаторов обычно принимается равным сопротивлению прямой последовательности: $X_{1T} = X_{0T}$. Трансформатор $T1$ не входит в схему замещения нулевой последовательности, т. к. его нейтраль не заземлена:

$$T1 - 10000/110, u_k = 10,5 \%; \quad T2 - 16000/110, u_k = 10,5 \%.$$

Расчет трехфазных и двухфазных КЗ производится по формулам:

$$I_k^{(3)} = U_{cp} / (\sqrt{3} \cdot X_{экв}); \quad I_k^{(2)} = 0,866 \cdot I_k^{(3)}.$$

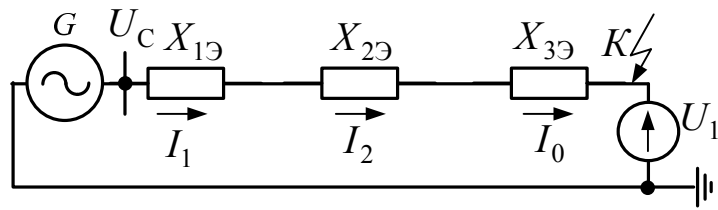
Результаты расчета токов трехфазного и двухфазного КЗ сведены в табл. 3.4.

Таблица 3.4

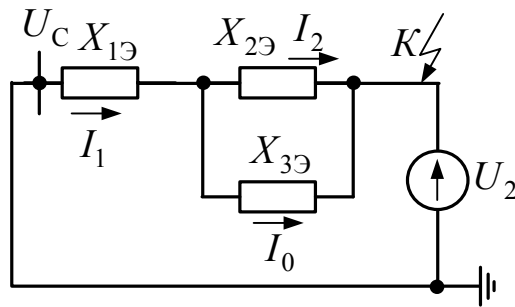
Результаты расчетов токов короткого замыкания

Точка КЗ	Сопротивление до места КЗ X_{Σ} , Ом	Ток трехфазного КЗ, кА	Ток двухфазного КЗ, кА
$K1$	15	4,43	3,85
$K2$	$15 + 10,6 = 25,6$	2,59	2,26
$K3$	$25,6 + 15,01 = 40,71$	1,63	1,42
$K4$	$25,6 + 138 = 163,6$	0,406	0,35
$K5$	$40,7 + 86,8 = 127,51$	0,52	0,45

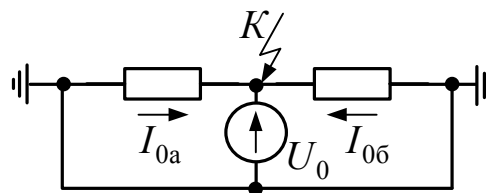
Для расчета токов замыкания на землю необходимо использовать метод симметричных составляющих. Согласно этому методу, эквивалентные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей вычисляются относительно точки КЗ и включаются последовательно в схеме замещения для однофазных КЗ на землю и параллельно для двухфазных КЗ на землю (рис. 3.16).



а)



б)



в)

Рис. 3.16. Схема включения эквивалентных сопротивлений прямой, обратной и нулевой последовательностей для расчета токов КЗ на землю: а – однофазного; б – двухфазного; в – распределение токов нулевой последовательности между двумя точками заземления нейтрали

Схема прямой и обратной последовательностей состоит из одной ветви: от источника питания до места КЗ. В схеме нулевой последовательности две ветви от заземленных нейтралей, которые являются источниками тока КЗ и в схеме замещения, соединяются параллельно. Сопротивление параллельно соединенных ветвей определяется по формуле

$$X_{\text{э}} = X_a X_b / (X_a + X_b).$$

Распределение токов по параллельным ветвям определяется по формулам:

$$I_a = I_{\text{э}} X_{\text{э}} / X_a; \quad I_b = I_{\text{э}} X_{\text{э}} / X_b.$$

Эквивалентные сопротивления и токи при однофазном КЗ на землю приведены в табл. 3.5.

Таблица 3.5

Результаты расчетов токов однофазного КЗ

Точка КЗ	$X_{1\Sigma}$	$X_{2\Sigma}$	$X_{0\Sigma} = X_{0a} // X_{0b}^*$	X_{Σ}	$I_{КЗ1}$	$I_{КЗ2}$	$I_{КЗ0}$	$I_{КЗ0a}^{**}$	$I_{КЗ0b}^{**}$	$I_{КЗ} = I_1 + I_2 + I_0$
К1	15	15	$25 // 163,5 = 21,6$	51,6	1,29	1,29	1,29	1,11	0,18	3,87
К2	25,6	25,6	$56,7 // 131,8 = 39,6$	90,8	0,73	0,73	0,73	0,51	0,22	2,19
К3	40,7	40,7	$91,7 // 86,8 = 42,2$	123,6	0,53	0,53	0,53	0,24	0,29	1,59

Примечание. * Определяется сопротивление параллельно соединенных двух участков схемы нулевой последовательности.

** Распределяется ток между двумя участками нулевой последовательности.

Эквивалентные сопротивления и токи при двухфазном КЗ на землю приведены в табл. 3.6.

Таблица 3.6

Результаты расчетов токов при двухфазном КЗ на землю

Точка КЗ	$X_{1\Sigma}$	$X_{2\Sigma}$	$X_{0\Sigma}^*$	$X_{0-2\Sigma}^* = X_{0\Sigma} // X_2$	X_{Σ}	$I_{КЗ1}$	$I_{КЗ2}^{***}$	$I_{КЗ0}$	$I_{КЗ0a}^{****}$	$I_{КЗ0b}^{****}$	$I_{КЗ}^{*****} \approx I_1 + 0,5(I_2 + I_0)$
К1	15	15	21,6	8,85	23,8	2,78	1,64	1,14	0,98	0,16	4,17
К2	25,6	25,6	39,6	15,55	42,0	1,58	0,95	0,63	0,44	0,19	2,37
К3	40,7	40,7	42,2	20,71	61,4	1,08	0,55	0,53	0,24	0,29	1,62

Примечание. * Определяется сопротивление параллельно соединенных двух участков схемы нулевой последовательности.

** Определяется сопротивление параллельно соединенных двух сопротивлений обратной и нулевой последовательностей.

*** Распределяется ток между двумя сопротивлениями обратной и нулевой последовательностей.

**** Распределяется ток между двумя участками нулевой последовательности.

***** Ток двухфазного КЗ на землю указан по приближенной формуле, точное значение определяется геометрическим путем.

Токи КЗ в поврежденных фазах рассчитаны с учетом следующих положений.

При однофазном КЗ весь ток КЗ протекает в поврежденной фазе, а в остальных фазах ток не протекает. Токи всех последовательностей равны между собой: $I_1 = I_2 = I_0$. В поврежденной фазе они равны по величине и совпадают по фазе. В неповрежденных фазах равные токи всех последовательностей образуют равносторонний треугольник и результирующая сумма всех токов равна нулю.

При двухфазном КЗ на землю ток в неповрежденной фазе также равен нулю. В поврежденных фазах ток прямой последовательности равен геометрической сумме токов нулевой и обратной последовательностей с обратным знаком. С достаточной для практики точностью величину фазного тока при этом виде КЗ можно определить по упрощенной формуле

$$I_{\phi} = I_1 + 0,5(I_2 + I_0) = 1,5I_1. \quad (3.51)$$

Токи в табл. 3.5 подсчитаны по формуле (3.51).

Если сравнить токи двухфазного КЗ на землю с током двухфазного и трехфазного КЗ, можно сделать вывод, что токи двухфазного КЗ несколько меньше тока двухфазного КЗ на землю, поэтому чувствительность РЗ следует определять по току двухфазного КЗ. Токи трехфазного КЗ выше тока двухфазного КЗ на землю, поэтому определение максимального тока КЗ для отстройки РЗ производится по трехфазному КЗ. Это значит, что для расчетов РЗ не нужен ток двухфазного КЗ на землю и его рассчитывать нет необходимости.

Пример 3.5. Определить максимальное и минимальное значения тока в начальный момент КЗ в точке $K1$ (рис. 3.17) и к моменту отключения КЗ ($t_{\text{откл}} = 0,6$). Исходные данные приведены ниже.

Система С: $S_{\text{к}} = 150 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{\text{ср ВН}} = 6,0 \text{ кВ}$.

Трансформатор типа ТСЗС-1000/6,0: $u_{\text{к}} = 8 \%$; $U_{\text{ВН}} = 6,3 \text{ кВ}$; $U_{\text{НН}} = 0,4 \text{ кВ}$; $P_{\text{к}} = 11,2 \text{ кВт}$.

Автоматические выключатели:

- QF1 «Электрон»: $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$; $R_{\text{кв1}} = 0,25 \text{ мОм}$; $X_{\text{кв1}} = 0,1 \text{ мОм}$.
- QF2-А3794С: $I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$; $R_{\text{кв2}} = 0,65 \text{ мОм}$; $X_{\text{кв2}} = 0,17 \text{ мОм}$.
- QF3-АЕ2056: $I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$; $R_{\text{кв3}} = 2,15 \text{ мОм}$; $X_{\text{кв3}} x'' = 1,2 \text{ мОм}$.

Шинопровод Ш1: ШМА-4-1600; $l = 15 \text{ м}$; $R_{\text{ш1}} = 0,03 \text{ мОм/м}$; $X_{\text{ш1}} = 0,014 \text{ мОм/м}$; $R_{0\text{ш1}} = 0,037 \text{ мОм/м}$; $X_{0\text{ш1}} = 0,042 \text{ мОм/м}$.

Кабельные линии:

• КБ1: АВВГ-3×185+1×70; $l_2 = 50 \text{ м}$; $R_1 = 0,208 \text{ мОм/м}$; $X_1 = 0,063 \text{ мОм/м}$; $R_0 = 0,989 \text{ мОм/м}$; $X_0 = 0,244 \text{ мОм/м}$.

• КБ2: АВВГ-3×35+1×16; $l_3 = 20 \text{ м}$; $R_1 = 1,1 \text{ мОм/м}$; $X_1 = 0,068 \text{ мОм/м}$; $R_0 = 2,63 \text{ мОм/м}$; $X_0 = 0,647 \text{ мОм/м}$.

Болтовые контактные соединения: $R_{\text{к}} = 0,003 \text{ мОм}$; $n = 10$.

Решение. Значения параметров схемы замещения прямой последовательности:

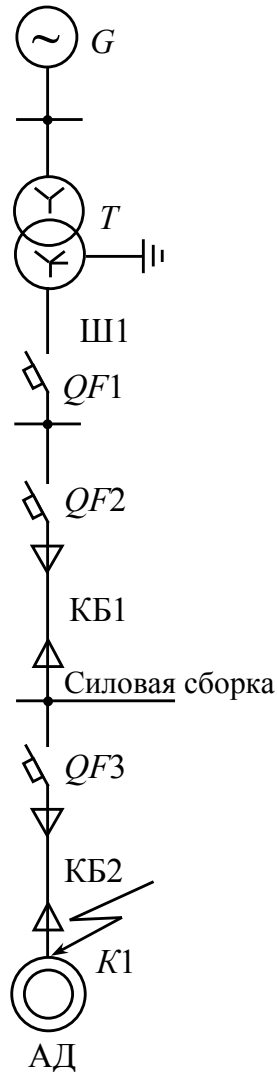


Рис. 3.17. Расчетная схема к примеру 3.5

Сопротивление системы (X_c) составляет:

$$X_c = \frac{(400)^2}{150} 10^{-3} = 1,066 \text{ мОм.}$$

Активное и индуктивное сопротивления трансформатора (R_T) и (X_T) составляют:

$$R_T = \frac{11,2 \cdot 0,4^2}{(1000)^2} 10^6 = 1,79 \text{ мОм;}$$

$$X_T = \sqrt{8^2 - \left(\frac{100 \cdot 11,2}{1000}\right)^2} \frac{0,4^2}{1000} 10^4 = 12,67 \text{ мОм.}$$

Активное и индуктивное сопротивления шинпровода:

$$R_{\text{шл}} = 0,03 \cdot 15 = 0,45 \text{ мОм}; X_{\text{шл}} = 0,014 \cdot 15 = 0,21 \text{ мОм}.$$

Активное и индуктивное сопротивления кабельных линий:

• КБ1: $X_{\text{1кб1}} = 0,208 \cdot 50 = 10,4 \text{ мОм}; X_{\text{1кб1}} = 0,063 \cdot 50 = 3,15 \text{ мОм}.$

• КБ2: $R_{\text{1кб2}} = 1,1 \cdot 20 = 22 \text{ мОм}; X_{\text{1кб2}} = 0,068 \cdot 20 = 1,36 \text{ мОм}.$

Активное сопротивление болтовых контактных соединений:

$$R_{\text{к}} = 0,003 \cdot 10 = 0,03 \text{ мОм}.$$

Значения параметров схемы замещения нулевой последовательности:

$$R_{0T} = 154 \text{ мОм}; X_{0T} = 59 \text{ мОм};$$

$$R_{0\text{шл}} = 0,037 \cdot 15 = 0,555 \text{ мОм}; X_{0\text{шл}} = 0,042 \cdot 15 = 0,63 \text{ мОм};$$

$$R_{0\text{кб1}} = 0,989 \cdot 50 = 49,45 \text{ мОм}; X_{0\text{кб1}} = 0,244 \cdot 50 = 12,2 \text{ мОм};$$

$$R_{0\text{кб2}} = 2,63 \cdot 20 = 52,6 \text{ мОм}; X_{0\text{кб2}} = 0,647 \cdot 20 = 12,94 \text{ мОм}.$$

Суммарные сопротивления относительно точки КЗ К1:

$$R_{\text{1с}} = R_T + R_{\text{шл}} + R_{\text{1кб1}} + R_{\text{1кб2}} + R_{\text{кв1}} + R_{\text{кв2}} + R_{\text{кв3}} + R_{\text{к}} = 1,79 + 0,45 + \\ + 10,4 + 22 + 0,25 + 0,65 + 2,15 + 0,03 = 37,72 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{1с}} = X_T + X_{\text{шл}} + X_{\text{1кб1}} + X_{\text{1кб2}} + X_{\text{кв1}} + X_{\text{кв2}} + X_{\text{кв3}} = 12,67 + 0,21 + \\ + 3,15 + 1,36 + 0,1 + 0,17 + 1,2 = 18,86 \text{ мОм}.$$

Начальное значение периодической составляющей тока при металлическом КЗ:

$$I_{\text{п0max}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{37,72^2 + 18,86^2}} = 5,48 \text{ кА}.$$

Начальное значение периодической составляющей тока дугового КЗ определяется с учетом сопротивления дуги.

Активное сопротивление дуги в начальный момент КЗ составляет (3.46):

$$R_{\text{д}} = \sqrt{\frac{U_{\text{ср НН}}^2}{3I_{\text{п0}}^2 K_c^2} - X_{\text{1с}}^2} - R_{\text{1с}} = \sqrt{\frac{400^2}{3 \cdot 5,48^2 \cdot 0,78^2} - 18,86^2} - 37,72 = 12,9 \text{ мОм},$$

где коэффициент K_c равен:

$$K_c = 0,6 - 0,0025 \cdot 42,17 + 0,114\sqrt{42,17} - 0,13\sqrt[3]{42,17} = 0,78.$$

Среднее (вероятное) начальное значение тока дугового КЗ составляет:

$$I_{\text{под}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3}\sqrt{(37,72 + 12,9)^2 + 18,86^2}} = 4,28 \text{ кА.}$$

Максимальный и минимальный токи $I_{\text{под}}^{(3)}$ определяются с учетом соответствующих значений коэффициента K_c :

$$I_{\text{под max}}^{(3)} = 0,896 \cdot 5,48 = 4,9 \text{ кА};$$

$$I_{\text{под min}}^{(3)} = 0,64 \cdot 5,48 = 3,5 \text{ кА.}$$

Коэффициент увеличения активного сопротивления кабеля КБ1 при металлическом КЗ без учета теплоотдачи составляет:

$$K_{\vartheta_{\text{кб1}}} \frac{\tau_p + \vartheta_{\text{к.кб1a}}}{\tau_p + \vartheta_{\text{к.кб1}}} = \frac{236 + 26}{236 + 20} = 1,024,$$

где $\vartheta_{\text{к.кб1a}}$ – конечная температура при адиабатическом нагреве, которая составляет:

$$\begin{aligned} \vartheta_{\text{к.кб1a}} &= (\vartheta_{\text{н}} + \beta) \exp\left[\frac{I_{\text{п0}}^2 \cdot t}{K^2 S^2 \varepsilon^2}\right] - \beta = \\ &= (20 + 228) \exp\left[\frac{5,48^2 \cdot 10^6 \cdot 0,6}{148^2 \cdot 185^2 \cdot 1,016^2}\right] - 228 = 26 \text{ }^\circ\text{C}, \end{aligned}$$

где

$$\begin{aligned} \varepsilon &= \sqrt{1 + F \cdot A \sqrt{\frac{t}{S}} + F^2 \cdot B \left(\frac{t}{S}\right)} = \\ &= \sqrt{1 + 0,7 \cdot 0,574 \sqrt{\frac{0,6}{185}} + 0,7^2 \cdot 0,165 \left(\frac{0,6}{185}\right)} = 1,016. \end{aligned}$$

Конечная температура жил кабельной линии КБ1 с учетом теплоотдачи:

$$\vartheta_{\text{к.кб1}} = \vartheta_{\text{н.кб1}} + (\vartheta_{\text{к.кб1а}} - \vartheta_{\text{н.кб1}})\eta = 20 + (26 - 20)0,968 = 25,8 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Коэффициент увеличения активного сопротивления кабеля КБ1 с учетом теплоотдачи $K_{\vartheta_{\text{н.кб1}}} = 1,022$.

Соответственно для кабеля КБ2:

$$\vartheta_{\text{к.кб2а}} = (20 + 228)\exp\left[\frac{5,48^2 \cdot 10^6 \cdot 0,6}{148^2 \cdot 35^2 \cdot 1,0375^2}\right] - 228 = 234,8 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\vartheta_{\text{к.кб2}} = 20 + (234,8 - 20)0,92 = 217,6 \text{ }^\circ\text{C}$$

и $K_{\vartheta_{\text{кб2}}} = 1,77$.

Поэтому значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ к моменту отключения КЗ с учетом нагрева кабелей:

$$I_{\text{пт}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3}\sqrt{(10,4 \cdot 1,022 + 22 \cdot 1,77 + 5,32)^2}} = 3,98 \text{ кА}.$$

Сопротивление электрической дуги к моменту отключения КЗ составляет:

$$R_{\text{пт}} = \sqrt{\frac{U_{\text{ср НН}}^2}{3I_{\text{пт}}^2 \cdot K_{\text{сг}}^2} - X_{1\Sigma}^2} - R_{1\Sigma t} = \sqrt{\frac{400^2}{3 \cdot 3,98^2 \cdot 0,74^2} - 18,86^2} - 54,9 = 21,2 \text{ мОм},$$

где

$$K_{\text{сг}} = 0,55 - 0,002 \cdot 58 + 0,1\sqrt{58} - 0,12^3\sqrt{58} = 0,74,$$

т. к.

$$Z_{\text{кт}} = \sqrt{(10,4 \cdot 1,022 + 22 \cdot 1,77 + 5,32)^2 + 18,86^2} = 58 \text{ мОм}.$$

Среднее значение периодической составляющей тока КЗ к моменту отключения с учетом влияния нагрева и электрической дуги равно:

$$I_{\text{пт ср}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3}\sqrt{(10,4 \cdot 1,01 + 22 \cdot 1,7 + 21,2 + 5,32)^2 + 18,86^2}} = 3,0 \text{ кА}.$$

Значения $K_{\vartheta_{\text{н.кб1}}}$ и $K_{\vartheta_{\text{н.кб2}}}$ определены с учетом влияния теплоотдачи и активного сопротивления дуги по кривым (рис. 3.12) для $t = 0,6$ с.

Максимальное и минимальное вероятные значения тока $I_{пт}^{(3)}$ определены с учетом коэффициента K :

$$I_{пт\max}^{(3)} = 3,98 \cdot 0,81 = 3,22 \text{ кА};$$

$$I_{пт\min}^{(3)} = 3,98 \cdot 0,65 = 2,59 \text{ кА}.$$

Контрольные вопросы

1. Что понимается под расчетом токов КЗ и какие задачи решаются благодаря этому расчету?
2. Какие условия и основные допущения принимают при расчетах КЗ?
3. Назовите основные этапы расчета токов КЗ.
4. Какие параметры элементов СЭС необходимы для расчета токов КЗ?
5. На чем основаны точное и приближенное приведения сопротивлений элементов короткозамкнутой цепи в схемах замещения?
6. Как определяется начальное значение периодической составляющей тока КЗ?
7. Каковы особенности расчетов токов КЗ в распределительных сетях 6–35 кВ?
8. От чего зависит величина тока замыкания на землю в сетях напряжением 6–35 кВ?
9. Как влияет группа соединений трансформатора на токи симметричных КЗ?
10. Как влияет группа соединений трансформатора на токи несимметричных КЗ?
11. Как влияет ПБВ и РПН на сопротивление трансформаторов и на ток КЗ?
12. Как определяются максимальный и минимальный коэффициенты трансформации трансформатора?
13. Как производится учет сопротивления дуги в месте КЗ?
14. Каковы особенности расчета токов трехфазных КЗ в сетях с напряжением 0,4 кВ?
15. Каковы особенности расчета токов однофазных КЗ в сетях с напряжением 0,4 кВ?
16. Как определяется максимальный и минимальный ток КЗ в сети 0,4 кВ?
17. Каковы особенности расчета токов КЗ за трансформаторами 6(10)/0,4 кВ?

4. ИСТОЧНИКИ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

4.1. Назначение и общие требования

Оперативным током называется ток, питающий цепи дистанционного управления выключателями, вторичные цепи РЗ, автоматики и телемеханики, а также цепи сигнализации.

Питание оперативных цепей отключения поврежденных линий и оборудования должно отличаться повышенной надежностью. Поэтому главное требование, которому должны отвечать источники оперативного тока, состоит в том, чтобы во время КЗ и при ненормальных режимах напряжение источника оперативного тока и его мощность должны иметь достаточную величину для действия вспомогательных реле защиты и автоматики и для надежного отключения и включения выключателей.

Различают независимые и зависимые источники оперативного тока. Работа первых не зависит, а вторых – зависит от режима работы и состояния первичных цепей электроустановки. К независимым источникам оперативного тока относятся аккумуляторные батареи (АБ), а к зависимым – ТТ, ТН, трансформаторы собственных нужд.

Источники оперативного тока подразделяются на источники постоянного тока и источники переменного тока.

4.2. Аккумуляторная батарея

Общие сведения. На ответственных объектах в качестве источника оперативного тока используется АБ (чаще кислотная), которая является наиболее надежным источником оперативного тока. Аккумуляторная батарея относится к независимым источникам оперативного тока, т. к. напряжение на АБ не зависит от наличия и величины напряжения основной сети подстанции, а мощность АБ должна быть достаточной для питания оперативных цепей и операций включения или отключения любого выключателя на объекте. Учитывая высокую стоимость и необходимость постоянного обслуживания стационарных АБ, они устанавливаются на электростанциях и крупных подстанциях.

После монтажа на месте эксплуатации АБ подвергают специальной обработке (формовке) от зарядного агрегата (рис. 4.1), в результате которой на положительных пластинах образуется перекись свинца (коричневого цвета), а на отрицательных пластинах – губчатый свинец (светло-серого цвета). Электролитом является раствор

Величина сопротивления изоляции сети постоянного тока должна контролироваться автоматически. При снижении сопротивления изоляции ниже 20 кОм в сети оперативного тока 220 В и 10 кОм в сети 110 В срабатывает сигнал «Земля на шинах оперативного тока». При снижении сопротивления изоляции ниже этого уровня возможно ложное срабатывание реле при случайном замыкании на землю у его обмотки и произойдет отключение или включение оборудования. Поэтому при появлении сигнала «Земля» должны быть прекращены все работы, кроме поиска места замыкания на землю.

Для автоматического контроля уровня напряжения нужны реле напряжения постоянного тока с высоким коэффициентом возврата, т. к. зона допускаемых отклонений напряжения на щите постоянного тока (ЩПТ) от номинального составляет не более $\pm 4\%$. При напряжении 220 В диапазон находится в пределах 210–240 В. При большем отклонении должна работать сигнализация. Таким образом, уставка сигнализации по повышению напряжения должна составить 240 В, а по понижению – 210 В. Сигнализация должна быть отрегулирована таким образом, чтобы при работе в допустимой зоне 210–240 В сигнализация не работала.

Еще одна важная функция автоматики ЩПТ – контроль наличия подзаряда АБ. При отключении автоматического выключателя АБ или разрыва цепи батареи по другим причинам питание нагрузки ЩПТ производится от выпрямительного подзарядного устройства.

Поиск места замыкания на землю в сетях оперативного тока часто осуществляется путем поочередного отключения автоматических выключателей (снятия предохранителей). После обнаружения поврежденного фидера определяется возможность его отключения: фидер возможно отключить в случае, если имеется резервирование питания устройств защиты, а устройства автоматики можно вывести из работы.

Для повышения надежности питания защиты и управления постоянным оперативным током должна быть обеспечена селективность между вводным автоматическим выключателем АБ и автоматическими выключателями (предохранителями) отходящих от ЩПТ присоединений. Добиться такой селективности технически сложно главным образом потому, что ряд присоединений постоянного тока имеет большой ток нагрузки (соленоиды включения электромагнитных приводов, двигатели постоянного тока).

Для АБ обычного типа требуется большое помещение, специальное отопление и вентиляция, т. к. при заряде батареи выделяется водород, представляющий пожарную опасность. Необходимо посто-

янно контролировать уровень заряда АБ, плотность и уровень электролита. Эти трудности привели к тому, что АБ применяются только на крупных объектах. В остальных случаях применяют различные виды питания оперативных цепей переменным оперативным током.

Шкафы постоянного оперативного тока ШОТ-01-400. Шкафы предназначены для применения совместно со стационарной АБ, располагаемой в отдельном помещении. Они могут быть использованы для замены щитов оперативного тока устаревших конструкций при модернизации подстанции. Применяемые подзарядные устройства имеют низкий уровень пульсации и высокую точность поддержания напряжения, что обеспечивает длительный срок службы АБ.

Конструктивно шкаф оперативного тока состоит из двух одинаковых шкафов (ШОТ № 1, 2), предназначенных для установки на полу. В каждом шкафу смонтированы подзарядные устройства, схема распределения оперативного тока, реле контроля напряжения, реле контроля изоляции. На дверях одного отсека устанавливаются амперметры, вольтметры, милливольтметр, реле контроля исправности схемы и выключатель обогрева. Емкость АБ – до 400 А · ч.

В нормальном режиме все подзарядные устройства шкафа оперативного тока находятся в работе. Подзарядка АБ производится непрерывно. При наличии напряжения хотя бы на одной из двух секций собственных нужд питание потребителей (шин управления и сигнализации) осуществляется от подзарядных устройств, а при исчезновении напряжения собственных нужд – от АБ.

При возникновении неисправности в шкафу оперативного тока либо на отходящих шинках управления и сигнализации (неисправность подзарядного устройства, срабатывание автоматических выключателей, реле контроля уровня напряжения или реле контроля изоляции) срабатывает указательное реле неисправности и выдается сигнал о неисправности в шкафу питания через систему телепередачи информации.

Контроль уровня напряжения на шинах ≈ 220 В осуществляется по вольтметру (нормальное значение напряжения 241 В). Работа подзарядных устройств контролируется по показаниям амперметров. В нормальном режиме работы нагрузка на подзарядные устройства распределяется равномерно.

Шкафы постоянного оперативного тока ШОТ-01. Шкафы оперативного постоянного тока ШОТ-01 разработаны с учетом опыта эксплуатации ранее применявшихся шкафов ШУОТ. Подзарядные устройства обеспечивают уровень пульсаций менее 1 %, что значительно увеличивает срок службы аккумуляторов, доводя его до сро-

ков, гарантированных фирмой-изготовителем: 10–14 лет в зависимости от типа примененных аккумуляторов. Уровень стабилизации оперативного тока составляет 1 %. Подзарядные устройства работают параллельно, т. к. распределение тока между устройствами выравнивается автоматически. Примененные аккумуляторы герметизированы, что позволяет устанавливать шкафы в общих помещениях. Шкафы ШОТ-01 оснащены контролем уровня напряжения, уровня изоляции цепей постоянного тока. Ток в цепи подзарядных устройств и аккумуляторов контролируется амперметрами. Имеется сигнализация неисправности подзарядных устройств при отклонении уровня напряжения за заданные пределы, появлении «земли» в цепях оперативного тока, отключения автоматов. Сигнал неисправности может быть передан по локальной сети. Низкая стоимость шкафа позволяет применять его на подстанциях небольшой мощности или использовать его в качестве дополнительного автономного источника питания защиты на ответственных объектах. Шкаф оснащен автоматикой обогрева, поэтому не требует постоянного наблюдения.

Выпускаются два типа шкафов: ШОТ-01-40 и ШОТ-01-100.

Шкаф оперативного тока ШОТ-01-100 (рис. 4.2) состоит двух металлических несущих конструкций шкафного типа.

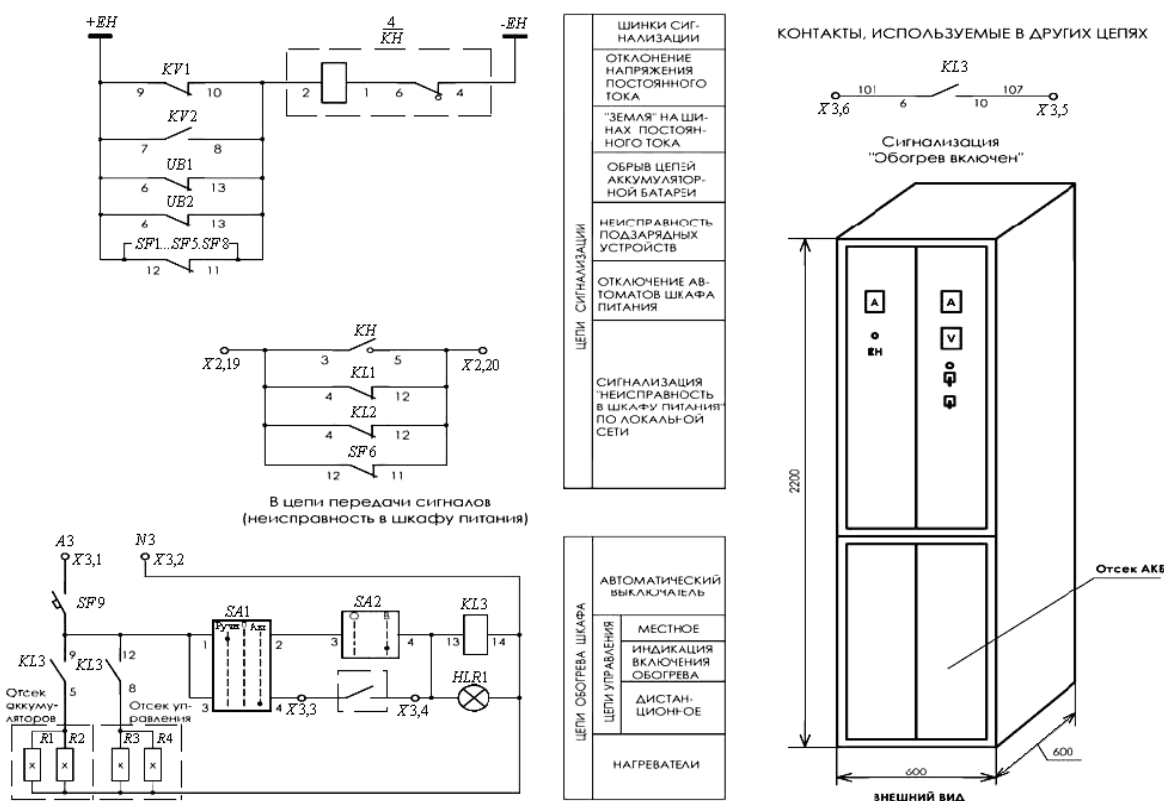


Рис. 4.2. Схема и внешний вид шкафа ШОТ-1-100

В левом отсеке шкафа смонтированы 4 подзарядных устройства, схема распределения оперативного тока, реле контроля напряжения, реле контроля изоляции. На дверях этого отсека установлено 4 амперметра, вольтметр, милливольтметр, реле контроля исправности схемы и выключатель обогрева. Во втором шкафу установлено 17 герметизированных необслуживаемых аккумуляторов, с номинальным напряжением 12 В. Емкость АБ – до 140 А · ч.

4.3. Блоки питания выпрямленного оперативного тока

Выпрямленный оперативный ток применяется на подстанциях с упрощенной первичной схемой. На выходе трехфазных блоков питания имеется выпрямленное напряжение 220 В, что позволяет подключать к ним реле защиты, рассчитанные на постоянный оперативный ток. Блоки питания типа БПНС или БПН-1002 подключаются к ТН или к трансформаторам собственных нужд (ТСН), а токовые блоки питания типа БПТ-1002 – к ТТ. Блоки БПНС обеспечивают на выходе номинальное выпрямленное напряжение в нормальном режиме, при однофазном КЗ и при посадке до 40 % напряжения во всех трех фазах. Токовые блоки питания (БПТ-1002) обеспечивают номинальное напряжение на выходе только при наличии тока КЗ. Выходы всех блоков питания собираются в общую схему выпрямленного оперативного тока. В нормальном режиме питание устройств РЗА осуществляется от блоков питания, подключенных к ТН или к ТСН. При удаленном КЗ, когда напряжение на шинах подстанции снижается, в работу включаются токовые блоки питания, обеспечивающие питание устройств РЗА от тока КЗ. Блоки питания не выдают напряжение при отсутствии напряжения на подстанции, поэтому не могут быть использованы для включения выключателя при подаче напряжения на подстанцию.

На рис. 4.3 показана схема питания подстанции 110 кВ выпрямленным постоянным током. Подстанция питается двумя линейными вводами 110 кВ и имеет две секции шин 110 кВ с ТН. Стабилизированные блоки питания типа БПНС нормально питаются от ТН разных секций, но могут резервировать друг друга и быть переключены на один ТН в зависимости от рабочей схемы подстанции. Взамен БПНС могут быть применены нестабилизированные блоки серии БПН-1002. Токовые блоки питания (БПТ-1002) включаются на отдельные обмотки ТТ

питающей линии. На каждой линии один блок БПТ включается на разность токов двух фаз *A* и *C*, а второй – на ток ТТ третьей фазы *B*. Такое подключение обеспечивает наличие тока хотя бы в одном из блоков питания при любом виде повреждения и поврежденной фазы. Все блоки работают параллельно по выпрямленному току, поэтому напряжение оперативного тока будет обеспечено при наличии напряжения или тока хотя бы на одном из блоков питания. Для уменьшения нагрузки на ТН-110 имеется возможность запитки шин оперативного тока от трансформатора ТСН через дополнительный блок питания БПН, который в нормальном режиме несет всю нагрузку. Этот БПН может быть применен для обеспечения оперативного тока при подаче напряжения на подстанцию по резерву со стороны низкого (среднего) напряжения.

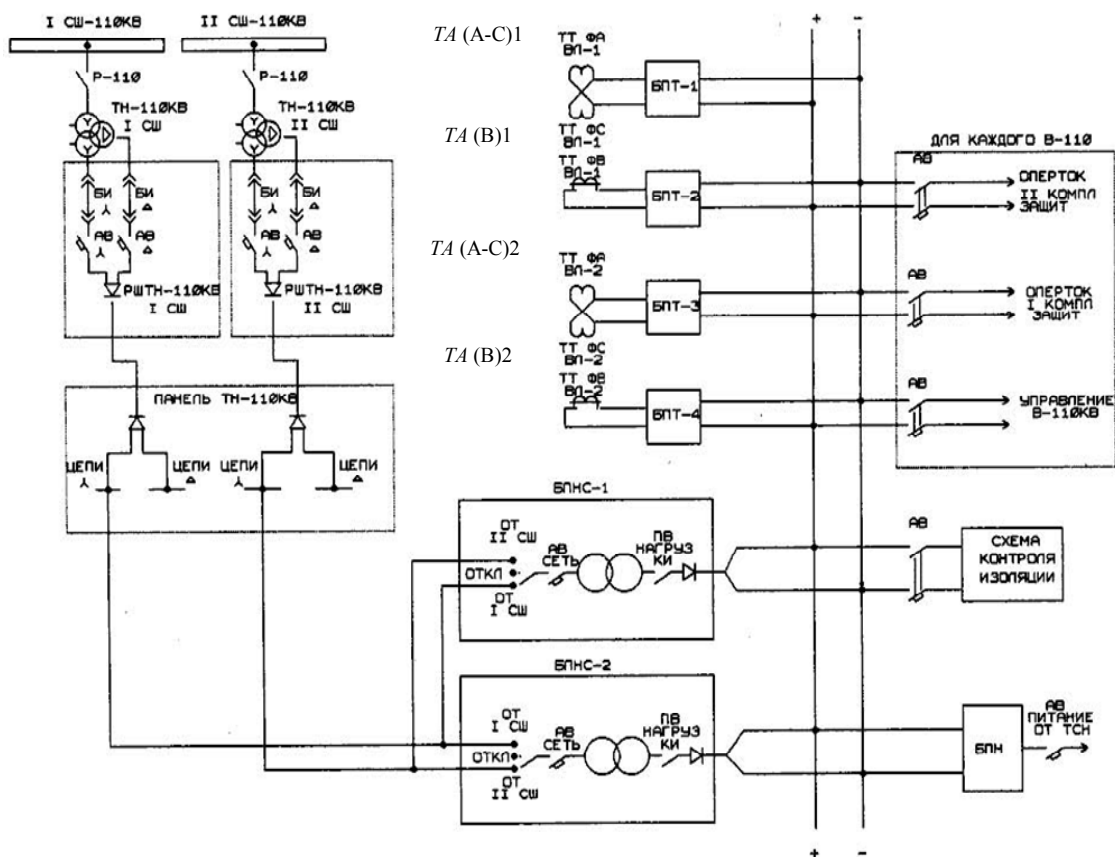


Рис. 4.3. Схема цепей питания подстанции выпрямленным постоянным током

Для питания микропроцессорных устройств РЗА выпрямленным оперативным током выпускаются специальные блоки питания, обеспечивающие работу устройств в нормальном и аварийном режимах. Они получают питание от ТТ и ТН, но в отличие от предыдущего

случая могут включаться на общий с защитой комплект ТТ. Работа защиты в данном случае обычно обеспечивается только при наличии тока КЗ. Для выполнения других функций устройства требуется наличие напряжения.

Практически все токовые устройства могут быть оснащены такими блоками питания, которые обеспечивают выполнение всех функций реле при наличии переменного напряжения на подстанции и работу защиты только от тока КЗ.

4.4. Оперативное питание от предварительно заряженных конденсаторов

Конденсаторы предварительно заряжаются специальными выпрямителями (типа БПЗ-401) до напряжения порядка 400 В и при срабатывании защиты или автоматики, разряжаются на катушку реле или коммутационного аппарата. После исчезновения питающего напряжения заряд на конденсаторах сохраняется 0,4 ч и может быть однократно использован при отсутствии напряжения на подстанции.

Схемы питания устройства РЗА от предварительно заряженных батарей конденсаторов (БК) отличаются небольшой стоимостью, относительной простотой и достаточной надежностью. Поэтому они широко применяются для защиты и автоматики силовых трансформаторов в схемах защиты минимального напряжения и в ряде случаев используются для питания защит фидеров.

На рис. 4.4 приведена схема питания катушек отключения выключателей от предварительно заряженных конденсаторов.

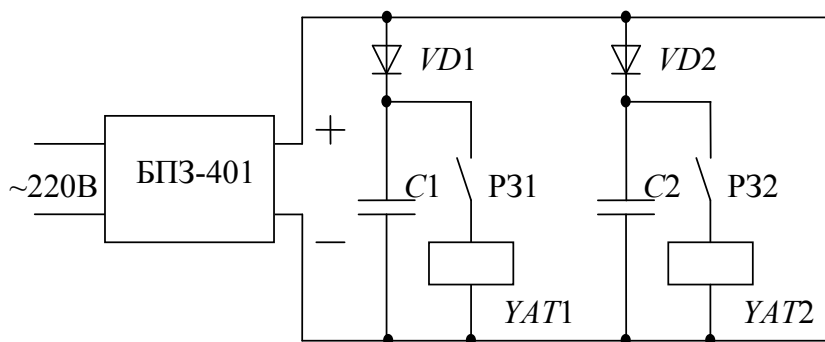


Рис. 4.4. Схема питания цепей РЗА от предварительно заряженных батарей конденсаторов

Конденсаторы C_1 , C_2 и так далее постоянно заряжены. При срабатывании релейной защиты P_{31} замыкаются ее контакты, происхо-

дит разряд конденсатора $C1$ на катушку отключения выключателя $УАТ1$ и он отключается. При этом конденсатор $C2$ за счет диода $VD2$ остается заряженным и готов немедленно действовать при замыкании контактов $P32$.

4.5. Реле прямого действия на переменном оперативном токе

Источником переменного оперативного тока для токовых защит, выполненных с реле прямого действия, являются ТТ (ТТА и ТТС) защищаемого присоединения (рис. 4.5).

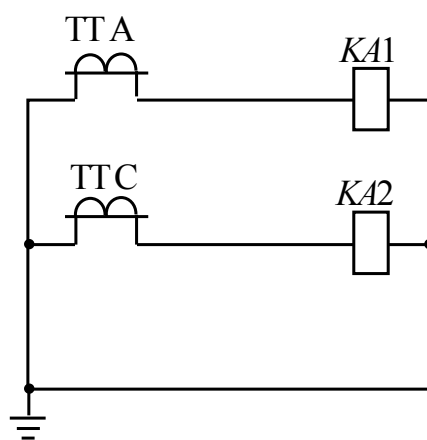


Рис. 4.5. Схема защиты линии 6–10 кВ с реле прямого действия типа РТВ

Реле прямого действия представляют собой электромагниты переменного тока, встроенные в пружинный привод выключателя. Они включаются в цепи ТТ присоединения и действуют на отключение выключателя. В схеме (рис. 4.5) такой защиты обычно несколько отключающих электромагнитов, действующих на релейную планку, отключающую выключатель. При появлении в катушке тока, превышающего ток срабатывания электромагнита, он срабатывает и, действуя на релейную планку, отключает выключатель. Такой элемент является токовым реле мгновенного действия и называется РТМ. Для создания выдержки времени подвижный полюс электромагнита сцепляется (посредством пружины) с часовым механизмом и получается реле с выдержкой времени, называемое РТВ. Для отстройки от времени работы предохранителей и лучшего согласования уставок эти реле имеют обратозависимую времятоковую характеристику, выходящую на независимую часть характеристики при кратности тока

$2-4 I_{cp}$, в зависимости от типа реле. Ток срабатывания реле изменяется дискретно путем переключения числа витков катушки (выводы 4А; 6А; 8А; 10А), а выдержка времени срабатывания (время срабатывания в независимой части характеристики) изменяется регулировкой движка часового механизма. Реле РТВ до настоящего времени еще широко применяются в сетях 6(10) кВ. Однако в связи с их недостаточной точностью и низкой надежностью РТВ подлежат замене и на новых объектах они уже не используются.

4.6. Схемы дешунтирования отключающей катушки выключателя

Токовые защиты, выполненные по принципу дешунтирования (рис. 4.6), питаются переменным оперативным током от ТТ защищаемого присоединения и поэтому обеспечивают работу защиты и отключение коммутационного аппарата даже при потере напряжения на подстанции. Ввиду достаточно высокой надежности, относительной простоты и невысокой стоимости токовые защиты, выполненные по принципу дешунтирования, широко применяются в сетях 6–35 кВ и для защиты силовых трансформаторов подстанций 110–220 кВ.

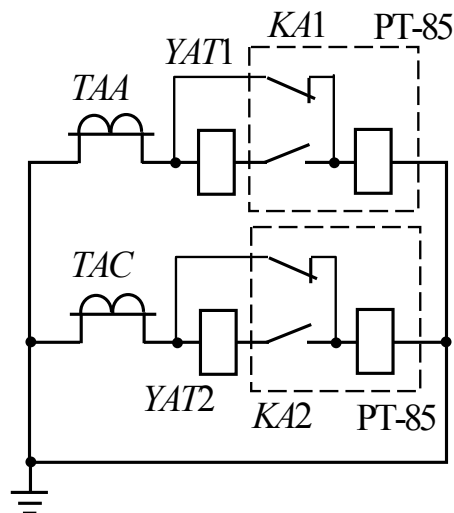


Рис. 4.6. Схема защиты линии 6–10 кВ, выполненной по принципу дешунтирования, на реле типа РТ-85

При срабатывании защиты токовое реле без разрыва токовых цепей включает ранее замкнутую (зашунтированную) токовую катушку, установленную в приводе выключателя, в цепь ТТ, размыкая контакт, замыкающий катушку, т. е. дешунтируя ее. Ток от ТТ

при этом подается в электромагнит переменного тока и при достаточной величине тока коммутационный аппарат отключается. Для дешунтирования применяются индукционные типа РТ-84 или электро-механические реле, имеющие мощные контакты и обеспечивающие дешунтирование тока величиной до 140 А.

Фирма «Энергомашвин» взамен электромеханического реле применила симистор, обеспечивающий дешунтирование тока до 240 А. Такие симисторы для дешунтирования установлены в некоторых модификациях реле УЗА-10 и УЗА-АТ.

4.7. Защиты с автономным питанием

Защиты с автономным питанием используют для своей работы оперативный ток от собственных ТТ и могут действовать на отключение выключателя. К ним относятся реле серий УЗА-10 и УЗА-АТ, РЗТ. Фирма *AREVA* выпустила реле MiCOM P124 с встроенным блоком питания. Выпускается также специальный блок питания ИПК для микропроцессорных реле фирмы *AREVA*. ПО «Киевприбор» выпустило блок ИП МРЗС для питания своих микропроцессорных устройств защиты типа МРЗС-04, обеспечивающий гарантированное питание от ТСН, ТН или ТТ. ИП МРЗС может использоваться для питания микропроцессорных устройств других фирм, максимальная потребляемая мощность которых не превышает 42 Вт.

Следует подчеркнуть целесообразность применения подобных устройств в узловых точках сети, в том числе при наличии на подстанциях постоянного оперативного тока. В большинстве случаев АБ является единственным источником оперативного тока, который может быть поврежден в процессе КЗ, и оборудование остается без защиты, что не раз являлось причиной выхода из строя энергоблоков на электростанциях, трансформаторов и секций шин на подстанциях. Поэтому можно рекомендовать применение устройств с автономным питанием, например, на вводах ВН и НН трансформаторов в дополнение к основным защитам на постоянном оперативном токе.

При использовании подобных автономных источников питания для микропроцессорных устройств РЗА необходимо иметь в виду, что при «холодном» включении (после отключения подстанции) на устойчивое КЗ защита срабатывает с задержкой (около 0,2 с), вызванной временем готовности источника питания и временем подготовки к работе самого устройства защиты.

4.8. Выбор принципов выполнения оперативного тока на подстанциях

Наиболее универсальным в большинстве случаев следует считать применение постоянного оперативного тока. Если объект ответственный, то следует рассмотреть целесообразность применения двух источников оперативного тока, особенно в случаях, когда выключатели имеют два соленоида отключения и позволяют иметь две независимые системы оперативного тока и РЗ. Использование постоянного оперативного тока позволяет реализовать все возможности современных микропроцессорных терминалов: телеуправление, измерения, регистрацию событий и т. д. Эти функции разрабатываются с расчетом на постоянный оперативный ток, который не исчезает при отключении подстанции.

Применение разных видов переменного (выпрямленного) оперативного тока можно рекомендовать на неответственных объектах типа ТП или РП, где количество присоединений не превосходит 10 и не требуется телемеханизация объекта. При этом следует отдавать предпочтение устройствам с автономным питанием защит.

При питании микропроцессорных устройств РЗА от схемы выпрямленного оперативного тока (БПНС + БПТ, рис. 4.3), необходимо предусмотреть специальные меры для их защиты от импульсных перенапряжений. Например, использовать стандартный фильтр фирмы «Таврида электрик», разработанный для этой схемы. Фильтр представляет собой электролитический конденсатор большой емкости, зашунтированный разрядным резистором и подключаемый параллельно к шинкам постоянного оперативного тока через диод.

При применении единственного источника постоянного тока – АБ, целесообразно рассмотреть возможность дополнительной установки устройств РЗА с автономным питанием, учитывая возможность потери единственного источника оперативного тока на подстанции.

Контрольные вопросы

1. Назначение оперативного тока.
2. Какие требования предъявляются к источнику оперативного тока?
3. Каковы достоинства и недостатки аккумуляторной батареи как источника оперативного тока?
4. Назначение зарядного и подзарядного агрегатов.

5. Устройство, достоинства и недостатки ШОТ-01.
6. Устройство, область применения, достоинства и недостатки блоков питания подстанции выпрямленным постоянным током.
7. Область применения, достоинства и недостатки конденсаторных батарей для питания оперативных цепей РЗА.
8. Область применения, достоинства и недостатки схем с реле прямого действия.
9. Область применения, достоинства и недостатки схем с дещунтированием отключающих катушек выключателей.
10. Защиты с автономным питанием.
11. В чем заключается выбор принципов выполнения оперативного тока?

5. СХЕМЫ ВТОРИЧНЫХ СОЕДИНЕНИЙ, ЦЕПИ УПРАВЛЕНИЯ И СИГНАЛИЗАЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

5.1. Схемы вторичных соединений

Общие сведения. Кроме главных схем электроустановок и схем первичных соединений, указывающих пути прохождения электроэнергии от источника питания к потребителю, существуют также схемы вторичных соединений, в которых с помощью условных графических изображений указаны элементы вторичных устройств и соединения между ними и с элементами основного оборудования (измерительные трансформаторы, коммутационная аппаратура и др.).

К вторичным устройствам относятся контрольно-измерительные приборы, устройства РЗ и автоматики, аппаратура управления блокировок, аварийной и предупредительной сигнализации.

Надежность и экономичность электроустановок в значительной степени зависит как от возможностей используемых вторичных устройств, так и от качества составления схем вторичных соединений и правильного их выполнения.

По назначению схемы вторичных соединений бывают: принципиальные, полные и монтажные.

Принципиальные схемы составляются применительно к отдельным элементам: цепям РЗ, цепям управления и сигнализации, соединениям измерительных приборов. Данные схемы являются основой для составления полных схем, которые охватывают вторичные соединения, относящиеся к одному присоединению главной схемы, обособленному по функциональному, технологическому или структурному признаку (линия, трансформатор, присоединение собственных нужд и т. д.).

Монтажные схемы служат рабочим чертежом, по которому производится монтаж вторичных цепей. В монтажных схемах показывается каким образом и какими средствами будут осуществлены в действительности электрические связи (сечение и тип контрольных кабелей, сборки зажимов, испытательные блоки). Монтажные чертежи учитывают территориальное расположение оборудования, относящегося к вторичным цепям (щиты управления, релейные шкафы и панели, ячейки распределительного устройства (РУ)).

После внесения изменений, неизбежно появляющихся в процессе монтажа и наладки, составляются *исполнительные принципиальные*

и *исполнительные монтажные схемы*, которые служат основными документами при эксплуатации электроустановки.

По форме изображения принципиальные и полные схемы могут быть совмещенные и развернутые. В *совмещенных схемах* все приборы и аппараты изображаются в собранном виде со всеми относящимися к ним катушками и контактами. При значительном количестве участвующих в совмещенных схемах элементов чтение их становится затруднительным при проверке правильности выполнения электрических соединений на чертеже и в натуре.

В *развернутых схемах*, которые в настоящее время получили широкое применение, аппараты и приборы расчленяются на составные элементы. Эти элементы связываются между собой в порядке протекания тока, например, от полюса «+» к полюсу «-» или от фазы к фазе (от фазы к нулю). Схема состоит из ряда элементов, расположенных в порядке прохождения тока по схеме: слева направо с расположением строчек (читаемых сверху вниз) по вертикали.

Схемы сопровождаются перечнем аппаратуры (в табличной форме в виде спецификации) приборов и реле с указанием их условного обозначения, типа, технических данных, а иногда и предприятия-изготовителя. Развернутые схемы применяются при проектировании сложных схем РЗ, управления и автоматики. Они позволяют легко проследить действие схемы, быстро обнаруживать ложные цепи.

Развернутые схемы требуют отчетливой и удобной маркировки не только для монтажных единиц, аппаратуры и реле, но и для отдельных цепей и кабелей.

Условные обозначения элементов вторичных цепей. Буквенные позиционные обозначения элементов и устройств вторичных цепей на схемах выполняются латинскими буквами и определяются нормативными материалами проектных институтов. Например, реле тока обозначается *KA*, реле промежуточное – *KL*, трансформатор тока – *TA* и т. д. (см. табл. П.1.2).

Порядковые номера следует присваивать элементам, начиная с единицы, в пределах вида элементов, которым на схеме присвоено одинаковое буквенное позиционное обозначение. Например, сигнальные реле на схеме в количестве пяти штук будут обозначены от *KN1* до *KN5*.

Цифры и буквы в позиционном обозначении выполняются одним размером шрифта и проставляются над графическим изображением элементов. При разнесенном способе изображения элемента присвоенное позиционное обозначение проставляется около каждой его составной части.

В случае необходимости составным частям элемента могут присваиваться порядковые номера, добавляемые к порядковому номеру позиционного обозначения через точку. Например, *KL3.2* – вторая пара контактов третьего промежуточного реле, *VD3.2* – второй диод третьей диодной сборки.

Для обозначения принадлежности элемента к электрической фазе тока допускается добавлять индекс фазы (*A, B, C*), проставляемый через точку. Например, *TA1.C* – первый трансформатор тока фазы *C*.

Сигнальные контакты положения силовых коммутационных аппаратов обозначаются тем же кодом, что и сам аппарат.

Шинкам управления, сигнализации и синхронизации как элементам принципиальных схем также присваиваются позиционные обозначения. Первая буква *E* обозначает общий код шинки. Вторая буква обозначает код функционального назначения шинки (управление, сигнализация и т. п.). Третья буква дает дополнительные сведения о шинке, если это требуется (аварийная – *A*, предупредительная – *P* и т. п.). Далее следует порядковый номер шинки, который может быть опущен, если в нем нет необходимости. При необходимости обозначение шинки может быть дополнено цифрой, обозначающей номер участка центральной сигнализации, либо буквой, обозначающей фазу (например, для шинок напряжения).

Для обозначения цепей управления, автоматики, сигнализации, защиты и измерения принята цифровая система, предусматривающая использование ряда арабских чисел. В необходимых случаях марка может содержать буквенную приставку заглавными буквами латинского алфавита.

Участки цепей обозначаются независимо от нумерации или условных обозначений зажимов аппарата или прибора, к которым подключаются проводники цепей. Участки цепей, разделенные контактами аппаратов, катушками реле, обмотками машин, резисторами, конденсаторами, считаются разными участками и должны иметь разные обозначения. Участки цепей, сходящиеся в одном узле схемы, должны иметь одинаковое обозначение. Обозначение цепи при переходе через зажим или ряд зажимов панели не изменяется.

Обозначение участков цепи выполняется последовательно, начиная от условного графического изображения источника питания (автоматического выключателя, предохранителя, шинки питания).

При горизонтальном расположении цепей в схеме обозначения цепей проставляются над участками проводников. Номера зажимов

аппаратов или зажимов панели проставляются под участком проводника, около изображения контакта или зажима.

Все вторичные цепи одной проектной функциональной группы должны иметь различные обозначения. Обозначения цепей аналогичных проектных групп должны выполняться одинаково.

Если в одной полной схеме в общем ряду зажимов или в одном контрольном кабеле встречаются цепи разных проектных функциональных групп, имеющие одинаковые обозначения, то последние для их отличия должны быть дополнены индексом, характеризующим принадлежность к той или иной цепи или к определенной проектной функциональной группе. Отличительный индекс проставляется перед обозначением цепи и отделяется от нее дефисом. В качестве отличительного индекса используется обозначение проектной функциональной группы.

Обозначение цепей постоянного тока производится числами с учетом их полярности. Участки цепей положительной полярности обозначаются нечетными числами, а участки отрицательной полярности – четными. Участки цепей, изменяющие свою полярность в процессе работы схемы, а также не имеющие явно выраженной полярности (цепи, соединяющие последовательно включенные обмотки реле, резисторы, конденсаторы и т. д.), могут обозначаться любыми числами – четными или нечетными.

Для обозначения цепей, питающихся через отдельные защитные аппараты (автоматические выключатели, предохранители), рекомендуется использовать различные группы чисел. Группа чисел, применяемых для обозначения цепей управления коммутационного аппарата, выбирается в соответствии с цифровым индексом в позиционном обозначении этого аппарата (например, для выключателя $Q1$ – 101–199; для $Q2$ – 201–299 и т. д.).

Обозначение цепей РЗ, питающихся от отдельных автоматических выключателей оперативного тока, выполняется группами чисел 01–099, или $F1$ – $F99$. Эти же обозначения используют для цепей защиты, питающихся от общих автоматических выключателей с цепями управления.

Для выключателей с пофазными приводами цепи управления обозначаются с добавлением после цифровой части обозначения буквы, характеризующей фазу аппарата A , B или C (например, 103A, 103B, 103C и т. д.). Допускается одинаково обозначать идентичные цепи одной проектной функциональной группы, если исключается возможность прохождения этих цепей в общих кабелях или коммута-

ция их в одном ряду зажимов (например, цепи электромагнитов включения выключателей, цепи оперативной блокировка разъединителей).

Когда количество чисел одной группы недостаточно для обозначения цепей, допускается использовать две или несколько групп, не занятых для обозначения цепей данной проектной группы, либо применять четырехзначное число, добавляя перед трехзначным обозначением цифры 1, 2, 3 и т. д. Например, для группы 201–299 могут использоваться дополнительные числа 1201–1299, 2201–2299 и т. д. Распределение групп чисел между цепями различного функционального назначения может также изменяться в случае необходимости, обусловленной особенностями конкретной схемы.

Обозначение цепей переменного тока выполняется последовательными числами с добавлением перед цифровой частью буквы, характеризующей фазу *A*, *B*, *C* или нейтраль *N*. Допускается опускать буквенный индекс перед цифровым обозначением в случаях, когда не требуется указания фазы (например, цепи управления на переменном оперативном токе).

Числа, применяемые для обозначения цепей управления и автоматики, разделяются на группы по сотням (*A1–A99*, *A101–A199*, *A201–A299*). Каждая из указанных групп рекомендуется для обозначения цепей одной схемы, питающихся от отдельных автоматических выключателей или предохранителей.

Группа чисел, применяемых для обозначения цепей управления коммутационного аппарата, выбирается в соответствии с позиционным обозначением этого аппарата, например, для выключателей *Q1 – A101–A199*, *Q2 – A201–A299* и т. д.

Приведенная группа обозначений *A (B, C) 301–399* может использоваться для цепей управления в том случае, если в данной схеме не предусматриваются токовые цепи дифференциальной защиты шин.

Числа, применяемые для обозначения цепей ТТ, разбиваются на группы по десять номеров в группе. Каждая группа служит для обозначения цепей одного ТТ.

Группа чисел, применяемая для обозначения цепей определенного ТТ, выбирается в соответствии с номером ТТ по схеме (например: для *TA1 – A (B, C, N) 511–519* и т. д.).

Общие токовые цепи дифференциальной защиты шин обозначаются с учетом напряжения шин, независимо от обозначений ТТ, питающих эти цепи: 330 кВ – *A (B, C, N) 350–359*; 220 кВ – *A (B, C, N) 320–329*; 110 кВ – *A (B, C, N) 310–319*; 35 кВ – *A (B, C, N) 330–339*; 6–10 кВ – *A (B, C, N) 360–369*.

Числа, применяемые для обозначения цепей ТН, разделяются на группы по десять номеров в каждой группе.

Группа чисел, применяемая для обозначения цепей напряжения определенного ТН, выбирается с учетом номера этого трансформатора в схеме. Например, для $TV1 - A (B, C, N...)$ 611–619, $TV2 - A (B, C, N...)$ 621–629 и т. д.

Цепи напряжения, подключаемые через вспомогательные контакты разъединителей или контакты реле-повторителей разъединителей, обозначаются числами $A (B, C, N, H, U, K, F)$ 710–799. Порядковые номера цепей выбираются с учетом напряжения шин РУ: 330 кВ – 750–759; 220 кВ – 720–729; 110 кВ – 710–719; 6–10 кВ – 760–769.

Основные требования к схемам вторичных соединений. Повышение мощности отдельных энергетических объектов, автоматизация управления производственными процессами, связанное с этим усложнение схем вторичных соединений и возросшие требования к надежности работы цепей управления и сигнализации требуют особого внимания к построению и выполнению схем вторичных соединений. Схемы вторичных цепей должны удовлетворять следующим общим требованиям:

1. *Четкость построения схем* должна позволять быстро ориентироваться и обнаруживать неполадки или ложную работу цепей.

2. *Обеспечение надежной работы вторичных цепей каждого присоединения и возможность проверки состояния оперативной цепи в пределах присоединения или любой ячейки РУ.* Такая проверка легко осуществляется при питании вторичных цепей каждого присоединения (или системы вторичных цепей комплексного устройства) через индивидуальный автоматический выключатель (предохранители) с вспомогательными контактами для сигнализации об их срабатывании. Защитные устройства выбираются с учетом селективности и необходимой чувствительности с учетом влияния дуги. Принимая во внимание значительную разветвленность цепей вторичных соединений, и в связи с этим значительную вероятность возникновения повреждений и ненормальных режимов в сети, целесообразно отделять цепи управления от прочих цепей (сигнализации, блокировки и др.).

3. *Исключение ложных (обходных) цепей.* Под ложной цепью понимается не предусмотренная при проектировании цепь, возникновение которой может привести к неправильному действию схемы. Такие ложные цепи могут возникать при отсутствии в схемах необходимых разделительных реле, при нечетком разделении цепей управления и сигнализации, при недоучете возможности возникнове-

ния случайных заземлений или разрывов цепи в той или иной части схемы. Это особенно важно для цепей управления: работа включающих или отключающих электромагнитов должна иметь место только тогда, когда замкнуты контакты соответствующих устройств, дающие команду на проведение данной операции. При построении и проверке развернутых схем следует обратить внимание на так называемые поперечные цепочки, часто создающие ложные цепи.

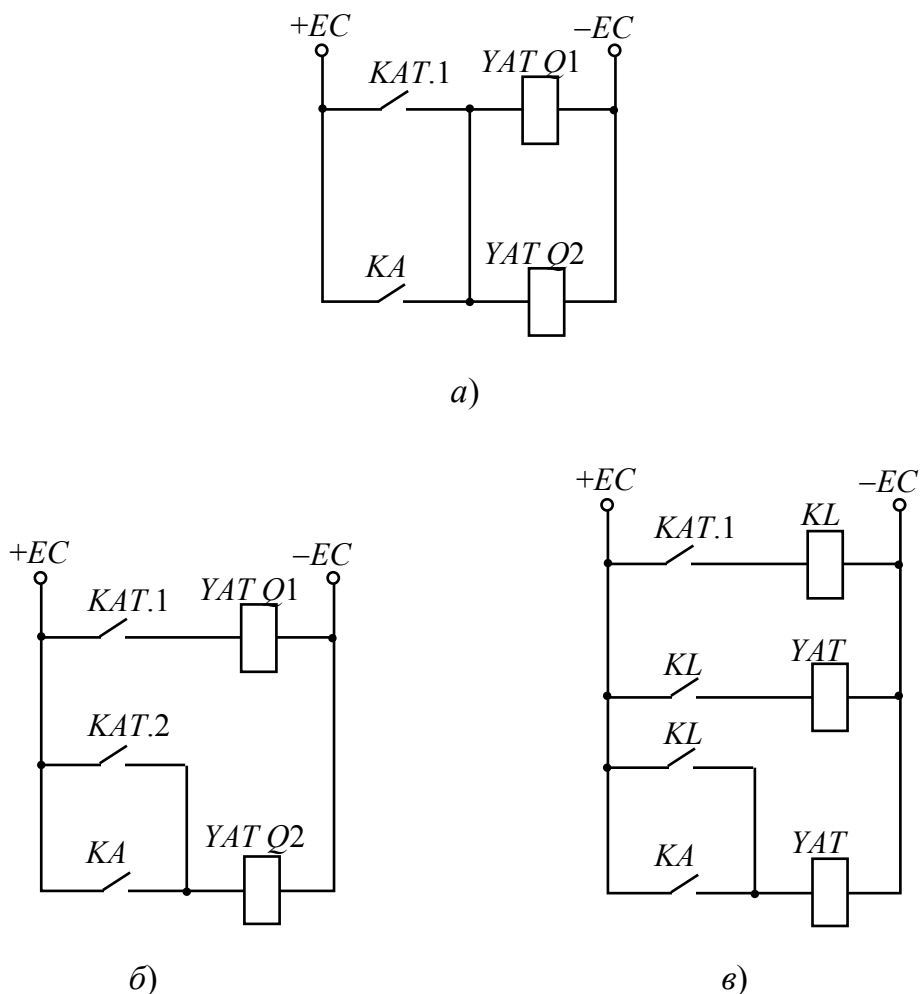


Рис. 5.1. Пример схемы защиты трансформатора:
 а – неправильная; б и в – правильные: *KAT* – дифференциальное реле;
KA – реле тока МТЗ; *KL* – промежуточное реле, *YAT Q1* – электромагнит
 отключения выключателя стороны ВН; *YAT Q2* – электромагнит
 отключения выключателя стороны НН

В качестве простейшего примера ложной цепи на рис. 5.1 приведены варианты схемы защиты трансформатора. Дифференциальная защита должна действовать на отключение трансформатора с двух сторон (ВН и НН), а максимальная токовая защита (МТЗ) должна про-

изводить отключение трансформатора только с одной стороны. При составлении принципиальной схемы РЗ в совмещенном виде может быть не обнаружена электрическая связь цепей отключения двух выключателей (ВН и НН). Из развернутой схемы (рис. 5.1, *а*) следует, что при наличии такой связи (поперечная цепь) неизбежна ложная цепь. Необходимо наличие двух отдельных контактов у реле *КАТ1*, действующих на два выключателя (рис. 5.1, *б*), или применение промежуточных реле (рис. 5.1, *в*).

5.2. Схемы управления и сигнализации высоковольтных выключателей

Общие сведения. Для включения и отключения цепей переменного тока высокого напряжения под нагрузкой и при КЗ применяются высоковольтные выключатели. В зависимости от вида дугогасящей и изолирующей среды высоковольтные выключатели подразделяются на масляные, воздушные, вакуумные и элегазовые.

Операция включения высоковольтного выключателя, удержание его во включенном положении и отключение выполняются при помощи специального механизма, называемого приводом. В зависимости от способа выполнения операции включения различают несколько разновидностей приводов: ручные, пружинные, электромагнитные, электродвигательные и др.

Выключатели с ручным приводом включаются за счет мускульной силы человека, а в пружинных – энергия предварительно сжатых (или растянутых) пружин. Включение электромагнитных приводов производится за счет мощных электромагнитов включения. Выключатели с двигательным приводом включаются с помощью электродвигателя.

Включение высоковольтных выключателей производится действием привода при подаче соответствующей команды от ключа (кнопки) управления, от устройств автоматики или по каналам телемеханики. Команда на включение большинства типов выключателей подается непосредственно на электромагнит включения.

Для выключателей с электромагнитным приводом вследствие большой мощности, требуемой для их включения, команда включения подается через промежуточный контактор, коммутирующий цепь электромагнита (соленоида) включения. Ток электромагнита включения электромагнитных приводов в зависимости от типа имеет значительную величину, достигающую 100 А и более при напряжении 220 В.

Источником питания соленоидов электромагнитных приводов служат мощные стационарные АБ или специальные мощные выпрямители (например, типа БПРУ-66 УКП). Напряжение на выходе устройства в режиме холостого хода составляет 257–267 В, а при подключении нагрузки – 230 В.

Устройство УКП состоит из двух блоков: УКП-1 – собственно выпрямитель и блока накопителя – УКП-2, который необходим только для некоторых типов масляных выключателей. Накопитель представляет собой мощную катушку индуктивности, подключаемую параллельно электромагниту включения выключателя.

Накопитель предназначен для питания выключателя при включении его на КЗ, т. е. при снижении напряжения в питающей сети, и соответственно в сети оперативного выпрямленного тока. При понижении напряжения включение некоторых типов выключателей может не завершиться, что определяется экспериментально. При этом контакты выключателя приблизятся друг к другу, но не замкнутся. Возникшая между контактами дуга может повредить выключатель. В данном случае применяется накопитель.

При включении выключателя на КЗ, пока напряжение еще нормальное, в накопителе запасается энергия магнитного поля, которая при понижении напряжения в питающей сети преобразуется в электрическую энергию и при помощи специальной электронной схемы подается на электромагнит включения, обеспечивая завершение операции включения.

Для отключения выключателей в качестве отключающего элемента используются электромагниты отключения, освобождающие в приводе удерживающее приспособление, а отключение высоковольтных выключателей происходит под действием предварительно сжатых (при операции включения) пружин. Привод должен обеспечить не только ручное или дистанционное отключение выключателя, но и автоматическое – при срабатывании РЗ.

На электростанциях, подстанциях и в сетях наибольшее распространение получили *масляные высоковольтные выключатели*, являющиеся в течение многих десятилетий основным типом выключателей. В качестве изолирующей и дугогасящей среды в них применяется электроизоляционное (трансформаторное) масло. Масляные выключатели широко применяются для присоединений разных классов напряжения. Так, для присоединений 6–10 кВ применяются маломасляные выключатели типа ВММ-10, ВМП-10, ВК-10 и др.; в сетях 35 кВ применяются баковые выключатели ВТ-35, С-35, мало-

масляные ВМУЭ-35 и др.; для напряжения 110 кВ используются многообъемные баковые выключатели (например, МКП-110, У-110, содержащие до 9 тонн масла) и маломасляные выключатели (например, ММО-110, ВМТ-110 и др.). Гашение дуги в масляных выключателях происходит чаще всего в дугогасительных камерах за счет масляного поперечного дутья под воздействием высокого давления, создающегося от разложения масла при горении дуги.

К недостаткам масляных выключателей можно отнести:

- взрыво- и пожароопасность из-за наличия горючего масла и выделяемого при горении дуги в масле горючего газа (около 70 % водорода, 10 % метана, 20 % этилена);
- гигроскопичность используемого трансформаторного масла, что может привести к увлажнению и перекрытию изоляции;
- трудоемкость обслуживания, вызванная необходимостью замены масла после нескольких отключений токов КЗ.

Масляные выключатели чаще всего оборудуются пружинными или электромагнитными приводами.

Воздушные выключатели применяются на подстанциях для присоединений 110 кВ и выше. У воздушных выключателей для гашения дуги и управления подвижными элементами выключателя используется сжатый воздух. Исполнительными органами для включения и отключения выключателя служат электромагниты, управляющие пневматическими клапанами. Воздушные выключатели отличаются высокой надежностью, простотой конструкции, пожарной безопасностью, удобством эксплуатации. Эти выключатели имеют малое собственное время отключения (около 0,05 с) и способны производить большое количество последовательных отключений.

К недостаткам воздушных высоковольтных выключателей можно отнести:

- взрывоопасность выключателей вследствие высокого давления используемого воздуха;
- необходимость в сложном компрессорном хозяйстве;
- шумность его работы.

Вакуумные выключатели (ВВ) используют принцип гашения дуги в вакууме. Вследствие высокой коммутационной способности, малых габаритов и веса, надежности, долговечности, взрыво- и пожаробезопасности, малой трудоемкости обслуживания ВВ получают все большее распространение в электроустановках напряжением 6–35 кВ. Для управления ВВ чаще всего используются электромагнитные приводы.

Основной недостаток ВВ заключается в следующем.

Возникновение коммутационных перенапряжений при коммутации малых индуктивных токов (отключение ненагруженных силовых трансформаторов, заторможенных или запускаемых электродвигателей), которые при некоторых сочетаниях параметров присоединения и ВВ опасны для электрооборудования. При этом может произойти преждевременное снижение коммутируемого тока до нуля (срез тока) не при переходе синусоиды напряжения через нуль, а в любой случайный момент периода. Срез тока может сопровождаться значительными коммутационными перенапряжениями (до $7 U_{ном}$). Так как вентильные разрядники для защиты от коммутационных перенапряжений не эффективны, то в таких случаях для защиты оборудования требуется применение ограничителей перенапряжения нелинейных (ОПН).

Перспективным является применение *элегазовых выключателей*, использующих в качестве изолирующей и дугогасящей среды элегаз (шестифтористую серу – SF_6). Элегаз не горюч, не поддерживает горения дуги, бесцветен, не имеет запаха и не ядовит. Ядовитые составляющие образуются в элегазе под воздействием температуры при горении дуги. Элегаз под давлением находится в герметичном сосуде, обеспечивающем его использование без пополнения в течение 25 и более лет. Гашение дуги в элегазовых выключателях, так же как и в масляных, происходит при прохождении синусоиды напряжений через нуль, что обеспечивает низкий уровень коммутационных перенапряжений.

К недостаткам элегазовых выключателей можно отнести:

- относительную дороговизну;
- токсичность продуктов разложения применяемого элегаза.

Управление высоковольтными выключателями. Рассмотрим принципы работы и примеры выполнения схем управления и сигнализации высоковольтных выключателей различных типов.

Существует два вида управления выключателями: местное и дистанционное. Под местным управлением понимается управление выключателем с помощью командных аппаратов, расположенных на его приводе или в непосредственной близости от него. Местное управление можно использовать для вакуумных выключателей вследствие безопасности. Допускается использование местного управления для масляных выключателей, но ввиду их взрывоопасности при их включении на КЗ рекомендуется применение дистанционного управления.

Дистанционное управление высоковольтными выключателями осуществляется со щита управления путем подачи на схему управления команд «Включить» или «Отключить» при помощи ключа (кнопки) управления. Щит управления может быть удален от управляемых выключателей на значительное расстояние.

Контроль за положением выключателя осуществляется при помощи контрольных ламп или светодиодов. Включенному положению выключателя соответствует свечение красной сигнальной лампы, отключенному – зеленой.

Дистанционное управление выключателями может осуществляться на значительном расстоянии с рабочего места диспетчера по каналам связи через аппаратуру телемеханики или посредством локальной сети микропроцессорных устройств РЗА.

Схема управления высоковольтного выключателя включает в себя командный аппарат (ключ управления или кнопки), реле, клеммники и вспомогательное оборудование, встроенное в привод формирования управляющих воздействий для него и для контроля его состояния (электромагниты включения и отключения, блок-контакты), провода и контрольные кабели.

Принципы построения схем управления и сигнализации выключателей определяются типом применяемых выключателей и их приводов, родом оперативного тока (постоянный или переменный), специальными требованиями, обеспечивающими работу выключателя в нормальных и аварийных условиях.

Так как операция отключения большинства типов выключателей производится под действием предварительно сжатых (при включении) отключающих пружин, то при исправном выключателе неполное его отключение исключено. При поступлении отключающего импульса необходимой величины и длительности освобождается защелка, удерживающая привод во включенном положении, и выключатель отключается.

При включении выключателя с электромагнитным приводом недостаточная длительность включающего импульса приводит к тому, что удерживающий механизм не захватывается защелкой и включившийся выключатель отключается. Поэтому схема управления выключателя должна обеспечивать необходимую длительность управляющих импульсов.

Схемы управления высоковольтными выключателями должны отвечать следующим общим требованиям:

- После завершения операции включения или отключения выполняется автоматический сьем управляющего импульса, поскольку электромагниты и контакторы не рассчитаны на длительное прохождение токов.

- Обеспечивается блокировка от многократных включений и отключений выключателя (блокировка от «прыгания») при включении на КЗ.

- Для предотвращения неполного завершения или срыва операции предусматривается подхват командных импульсов.

- Цепи управления и сигнализации имеют защиту от КЗ предохранителями или автоматическими выключателями. Предусматривается контроль исправности цепей управления и сигнализации.

- Предусматривается непрерывный автоматический контроль исправности цепей включения и отключения выключателя, поскольку обрыв цепи может привести к отказу в срабатывании устройств РЗ и автоматики.

- Обеспечивается возможность не только дистанционного управления или по каналам телемеханики (ключами или кнопками), но и автоматического управления (РЗ, АПВ, АВР и др.).

- Выполняется сигнализация положения выключателя, поскольку с места управления не видно положения выключателя.

- Сигнализация положения при управлении оператором отличается от сигнализации при автоматическом выполнении операции.

- Дистанционное включение и отключение выключателя посредством локальной сети не отличается от аналогичных операций, выполняемых микропроцессорным устройством РЗА.

Принципы выполнения схем управления высоковольтными выключателями, а также назначение основных ее элементов показаны на примере схем выполненных на постоянном оперативном токе. На рис. 5.2–5.6 приведены элементы схем управления и сигнализации как с новыми, так и со старыми (в скобках) позиционными обозначениями.

Включение выключателя (рис. 5.2) осуществляется подачей команды «Включить» при помощи ключа управления *SA* (КУ) на исполнительный орган – электромагнит (соленоид) включения *YAC* (ЭВ). Параллельно ключу управления подключены также контакты *AKS* реле автоматического повторного включения (АПВ). Цепи электромагнитов управления *YAC* (ЭВ) привода выключателя автоматически размыкаются контактами *QF* (В) после завершения операции включения.

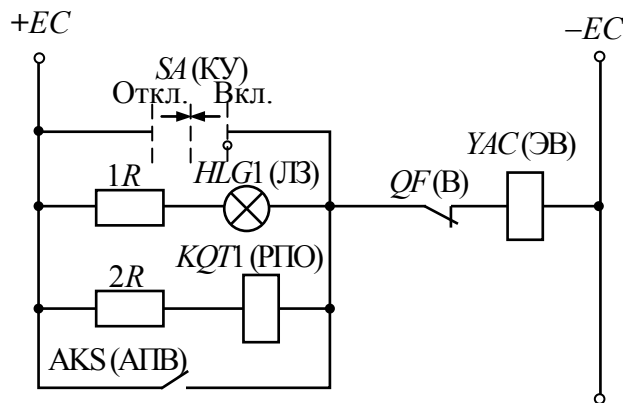


Рис. 5.2. Цепи включения выключателя

Время, необходимое для включения выключателя, составляет доли секунды, поэтому соленоид включения рассчитан на кратковременную работу. Для ограничения длительности протекания тока по катушке электромагнита включения в ее цепь включаются блок-контакты выключателя QF (В), замкнутые в отключенном положении выключателя и разрывающие цепь после завершения операции включения. Во избежание пригорания контактов ключа управления или контактов реле, блок-контакты регулируются таким образом, чтобы они размыкались первыми.

Для сигнализации отключенного положения выключателя и контроля исправности цепи включения выключателя может быть использована сигнальная лампа $HLG1$ (ЛЗ) зеленого цвета, включенная параллельно контактам ключа управления. Для исключения ложного включения выключателя ток обходной цепи выбирается не более 10–15 % тока срабатывания электромагнита включения. Для защиты от ложного включения выключателя при КЗ в самой лампе (например, при ее перегорании) последовательно с ней устанавливается добавочный резистор $1R$.

В общем случае для сигнализации отключенного положения выключателя и контроля исправности цепи включения выключателя используется реле положения «Отключено» $KQT1$ (РПО).

Пример цепи отключения выключателя приведен на рис. 5.3. Команда на отключение выключателя от ключа управления SA (КУ) подается на электромагнит отключения YAT (ЭО). Параллельно контактам ключа управления подключены замыкающиеся контакты (РЗ) выходных реле РЗ, действующей на отключение выключателя.

Для ограничения длительности протекания тока по катушке электромагнита отключения в ее цепь включаются блок-контакты вы-

ключателя QF (В), замкнутые во включенном положении выключателя и разрывающие ее цепь после завершения операции отключения.

Для сигнализации включенного положения выключателя и контроля исправности цепи отключения выключателя, аналогично рассмотренной выше цепи включения, могут быть использованы сигнальная лампа HL (ЛК) красного цвета или реле положения «Включено» $KQC1$ (РПВ), включенные параллельно контактам ключа управления.

Импульс на включение выключателя может длительное время сохраняться из-за приваривания выходных контактов реле АПВ из-за задержки подаваемой команды на включение оператором и по другим причинам. В таком случае при отсутствии специальной блокировки включение выключателя на устойчивое КЗ приводит к его «прыганию»: выключатель будет отключаться действием РЗ и вновь включаться на КЗ до тех пор, пока не будет снята команда на включение. Это может привести к повреждению выключателя и к развитию аварии.

Блокировка от прыгания выполняется с использованием двухобмоточного реле. Схема блокировки от «прыгания» выключателя с двухобмоточным промежуточным реле $KBS1$ (РБМ) типа РП-232 приведена на рис. 5.3.

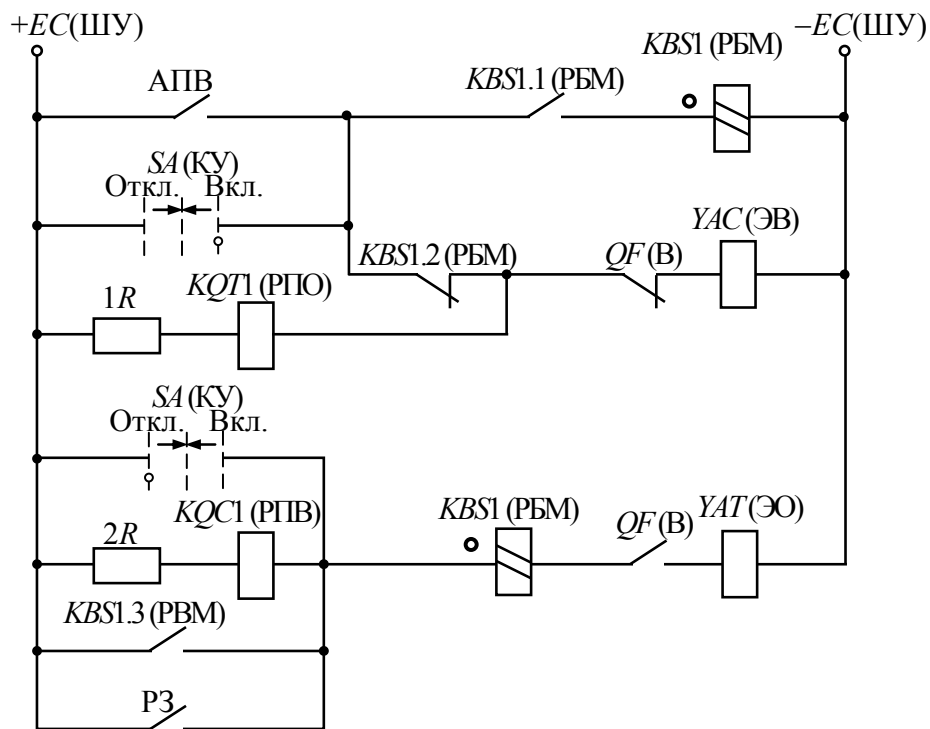


Рис. 5.3. Схема блокировки от «прыгания» с применением реле блокировки от многократных включений

Данная схема имеет две обмотки: последовательную (токовую) рабочую и удерживающую параллельную (обмотку напряжения). При отключении выключателя реле *KBS1* (РБМ) срабатывает при прохождении тока по катушке электромагнита отключения выключателя, самоудерживается через контакт *KBS1.3* до отключения выключателя. Если к моменту отключения выключателя команда на включение еще сохранилась, то реле *KBS1* (РБМ) удерживается в сработанном положении через контакт *KBS1.1* (РБМ) до снятия команды на включение выключателя. При этом размыкающий контакт *KBS1.2* (РБМ) разрывает цепь электромагнита включения, блокируя включение выключателя.

Для сигнализации положения выключателя используются блок-контакты, механически связанные с его приводом или валом, и контролирующие его положение. Пример двухламповой схемы сигнализации положения выключателя с использованием ключа управления, имеющего механическую фиксацию предыдущей команды, приведен на рис. 5.4.

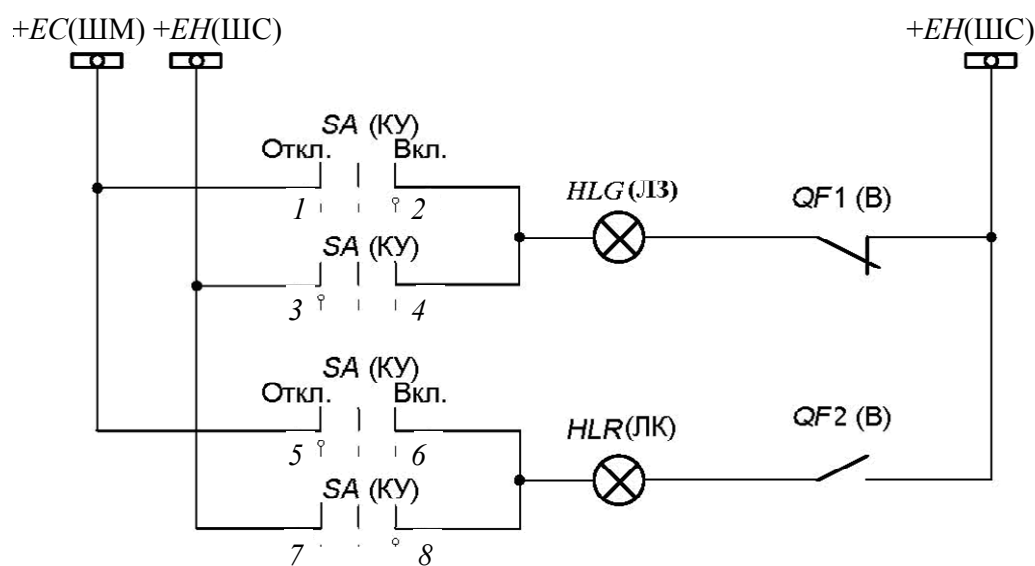


Рис. 5.4. Схема световой сигнализации положения выключателя с использованием ключа управления с фиксацией предыдущего положения

Сигнализация автоматических переключений реализована на использовании принципа несоответствия, т. е. несоответствию между последней операцией, выполненной от ключа управления, и фактическим положением выключателя. Для этого в цепь сигнальных ламп кроме блок-контактов выключателя вводятся специальные сигнальные контакты ключа управления: в цепь зеленой лампы

HLG (ЛЗ) – контакты 1–2, остающиеся замкнутыми после подачи команды «Включить», и контакты 3–5, остающиеся замкнутыми после подачи команды «Отключить»; в цепь красной лампы *HLL* (ЛК) – контакты 7–8, остающиеся замкнутыми после подачи команды «Включить», и контакты 5–6, остающиеся замкнутыми после подачи команды «Отключить».

При подаче ключом управления команды «Включить» выключатель включается и по цепи соответствия через его замыкающиеся блок-контакты *QF2* (В) и оставшиеся замкнутыми контакты 7–8 ключа управления постоянно светится красная сигнальная лампа *HLL* (ЛК) положения «Включено». При оперативном отключении выключателя подачей при помощи ключа управления команды «Отключить» выключатель отключается и по цепи соответствия через его блок-контакты *QF1* (В) и оставшиеся замкнутыми контакты 3–5 ключа управления постоянно светится зеленая лампа *HLG* (ЛЗ) положения «Отключено».

При автоматическом отключении выключателя от защиты переключаются блок-контакты выключателя: размыкаются блок-контакты *QF2* (В) и замыкаются блок-контакты *QF1* (В). При этом гаснет красная сигнальная лампа *HLL* (ЛК) положения «Включено» и по цепи несоответствия начинает мигать зеленая лампа *HLG* (ЛЗ) положения «Отключено», подключенная к шинке мигающего света (+)ЕС, ШМ через контакты 1–2 ключа управления. На шинку мигающего света импульсами подается пульсирующее напряжение через схему, ранее называвшуюся «пульс-парой».

При автоматическом включении выключателя от схемы автоматики (например, от АВР) переключаются блок-контакты выключателя: замыкаются блок-контакты *QF2* (В) и размыкаются блок-контакты *QF1* (В). При этом гаснет зеленая лампа *HLG* (ЛЗ) положения «Отключено» и по цепи несоответствия начинает мигать красная сигнальная лампа *HLL* (ЛК) положения «Включено», подключенная к шинке мигающего света (+)ЕС, ШМ через контакты 5–6 ключа управления.

Для приведения схемы в соответствие текущему положению выключателя оперативный персонал «квитует» ключ управления – подает соответствующую команду: «Отключить» – на отключенный выключатель («Включить» – на включенный).

При применении ключа управления без фиксированных положений «Включено» и «Отключено» или при необходимости управления выключателем по телемеханике цепь несоответствия создается

при помощи двухпозиционного реле фиксации положения (например, РП-8 или РП-11).

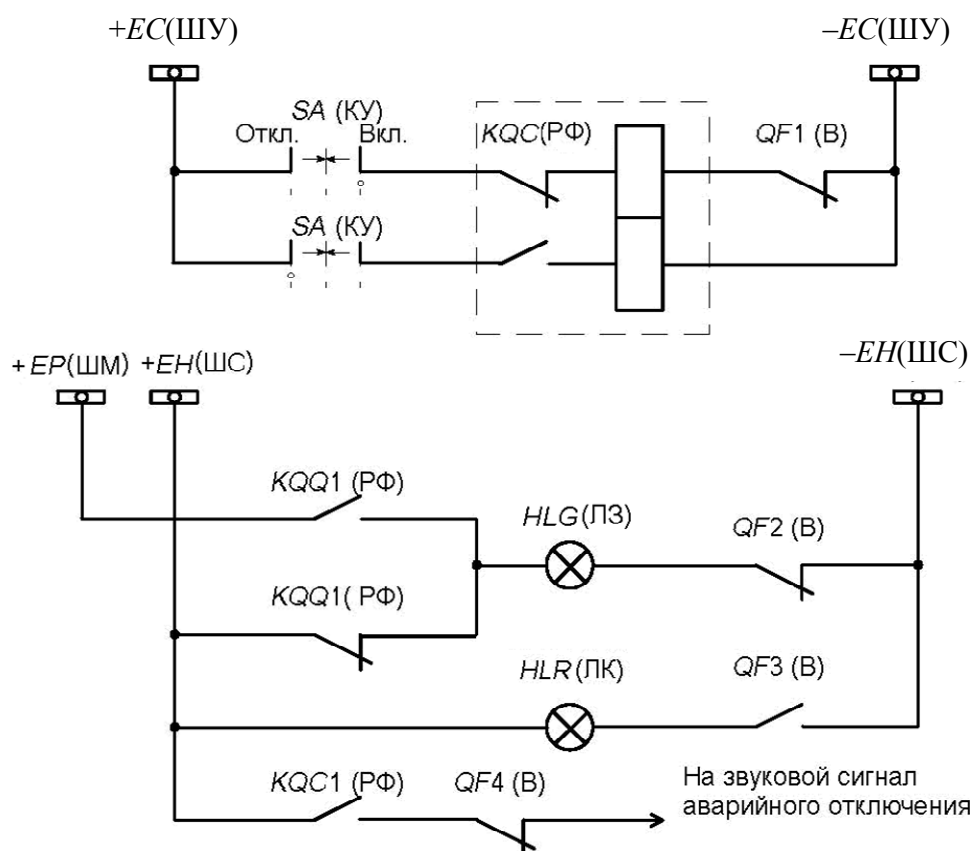


Рис. 5.5. Схема сигнализации положения выключателя и аварийного отключения с использованием реле фиксации

Пример схемы сигнализации с использованием двухпозиционного реле фиксации приведен на рис. 5.5. В данной схеме реле фиксации управляется контактами ключа управления (можно контактами телемеханики) и блок-контактами выключателя.

При подаче команды на включение выключателя переключается двухпозиционное реле фиксации KQC (РФ), запоминая последнюю команду от ключа управления. При включенном положении выключателя по цепи от шинки сигнальных ламп, так называемой «темной» шинки (+)EH (ШС), питание с которой снимается при отсутствии оперативного персонала, через блок-контакт выключателя $QF3$ подается напряжение и светится красная лампа HLR (ЛК).

При автоматическом отключении выключателя от защиты переключаются блок-контакты выключателя, красная сигнальная лампа HLR (ЛК) гаснет и по цепи несоответствия через контакты реле фиксации KQC (РФ), оставшиеся замкнутыми при включении выключа-

теля и блок-контакты выключателя $QF2$, замкнутые при отключенном положении выключателя, на зеленую лампу подаются импульсы напряжения от шинки мигающего света $(+)EP$ (ШМ).

Помимо световой сигнализации автоматическое отключение выключателя сопровождается звуковой сигнализацией, цепи которой выполняются по принципу несоответствия.

Включающие электромагниты высоковольтных выключателей с электромагнитным приводом потребляют значительный ток, достигающий сотен ампер, т. к. контакты ключа управления и промежуточных реле рассчитаны на замыкание цепей с током, не превышающим 10–15 А, цепи электромагнита включения отделены от остальных цепей управления и команда включения подается через промежуточный контактор, коммутирующий цепь электромагнита (соленоида) включения. Пример схемы силовых цепей соленоида включения приведен на рис. 5.6.

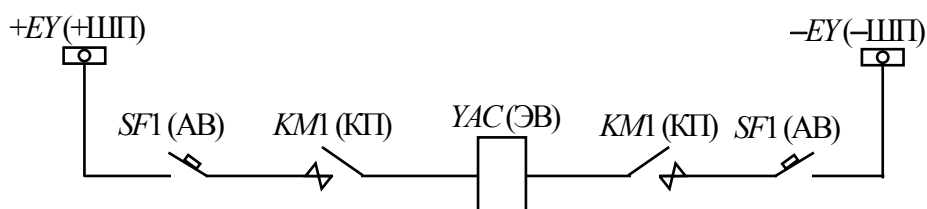


Рис. 5.6. Схема силовых цепей электромагнита включения выключателя

Силовые шинки питания электромагнитов включения $(+EY, -EY)$ (ШМ) обычно выполняются по схеме разомкнутого кольца, позволяющей выполнять их секционирование, выделять и резервировать поврежденный участок.

Электромагнит включения выключателя подключается к шинкам питания через автоматический выключатель или предохранители, служащие для защиты силовых цепей от КЗ и для защиты электромагнитов от длительного протекания тока при неисправности привода.

Коммутация цепей электромагнита осуществляется контактами контактора $KM1$ (КП), оснащенными дугогасящими камерами. Капсула контактора включается в схему управления выключателя (рис. 5.3) вместо электромагнита включения YAC (ЭВ).

Включение выключателей с пружинным приводом осуществляется за счет предварительно сжатых или растянутых пружин. Заводка пружинных приводов выключателей осуществляется автоматически, при помощи электродвигателей. Схема цепей заводки

пружинного привода маломаляного выключателя типа ВМТ-110 приведена на рис. 5.7.

Питание трехфазного двигателя заводки привода осуществляется от цепей переменного напряжения 380 В от собственных нужд подстанции, через автоматический выключатель $SF1$ (АВ). Цепь питания двигателя $M1$ коммутируется при помощи контактора $KM1$ (МП). Питание на катушку контактора подается через контакты переключателя ручной блокировки $SB1$ (РБ), снимающие напряжение со схемы заводки при установке специальной рукоятки для ручной заводки привода. Конечный выключатель $SQ1$ (КГП) отключает питание двигателя при окончании заводки привода и готовности выключателя к включению. Вспомогательные блок-контакты привода $SQ3$ и $SQM1$ обеспечивают заводку при включенном и отключенном положениях выключателя. Переключатель $SA5$ (КР) служит для отключения автоматической заводки привода при его ремонте.

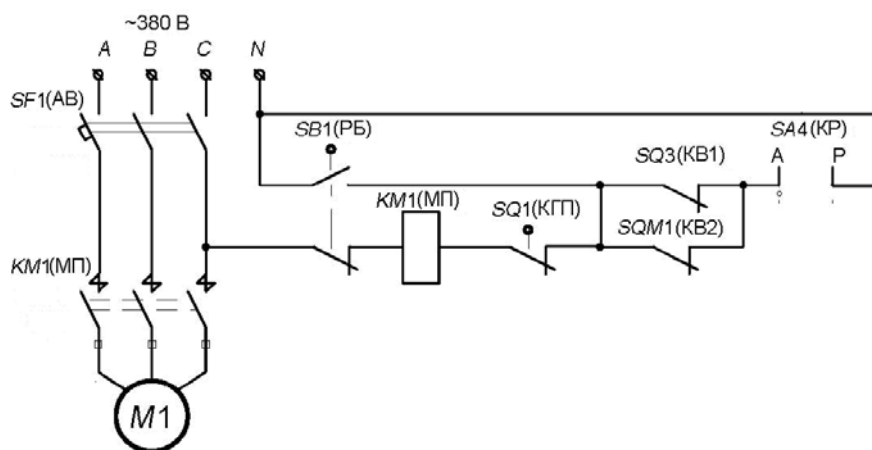


Рис. 5.7. Схема цепей заводки пружинного привода выключателя типа ВМТ-110

Управление, автоматика и сигнализация масляных выключателей с пружинным приводом. На рис. 5.8 приведен пример схемы управления и автоматики высоковольтного маломаляного выключателя (например, типа ММО-110) с пружинным приводом на постоянном или выпрямленном оперативном токе.

В качестве командного аппарата в схеме применяется ключ управления SA (КУ) с самовозвратом, управляющий промежуточными реле-повторителями команд «Включить» и «Отключить» — соответственно $KCC1$ (РКВ1) и $KCT1$ (РКО1). Исполнительными органами в приводе выключателя являются электромагнит включения YAC (ЭВ) и электромагнит отключения YAT (ЭО).

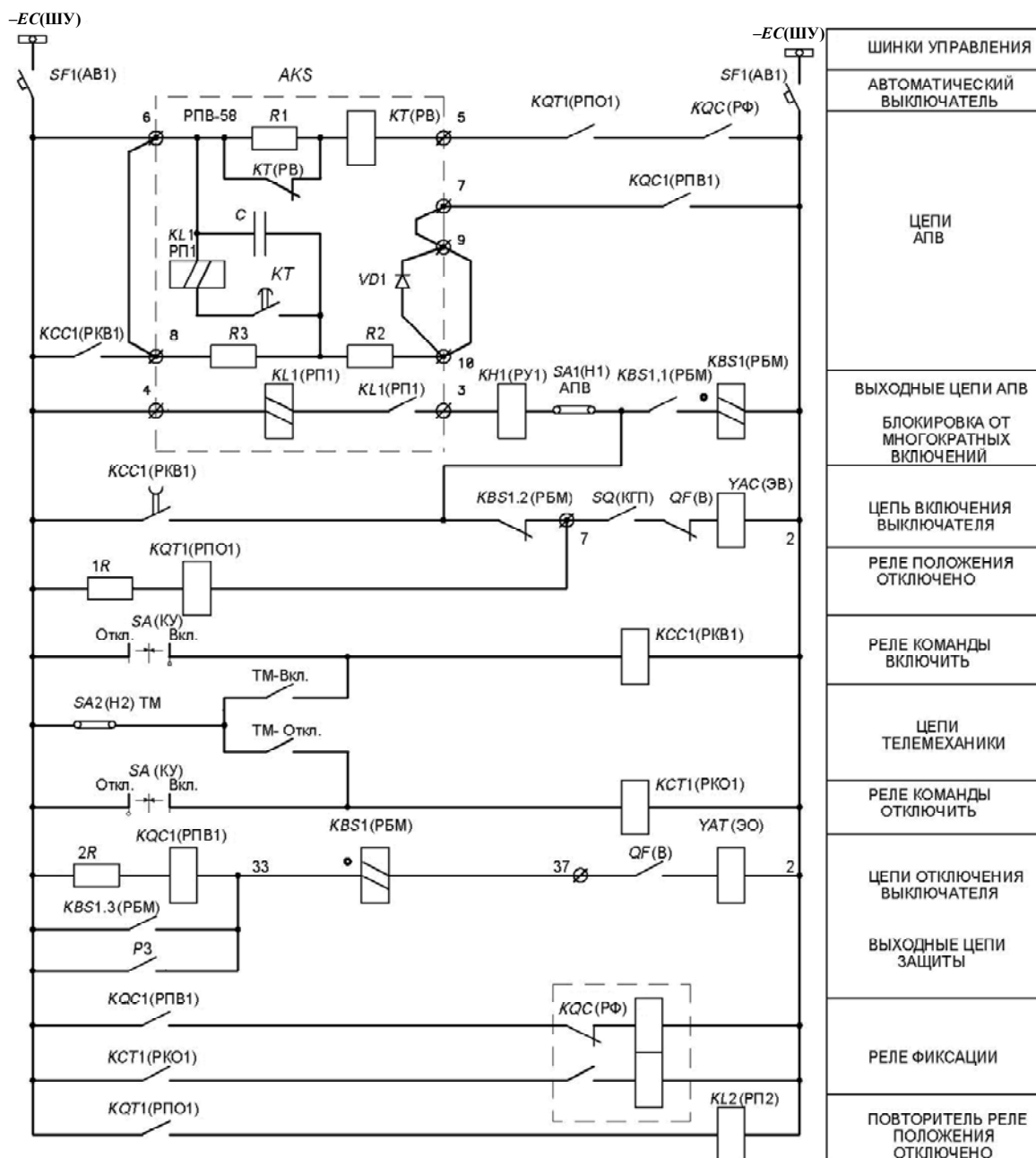


Рис. 5.8. Схема управления и автоматики выключателем с пружинным приводом

Для автоматического ограничения длительности командных импульсов в цепи управления вводятся блок-контакты выключателя QF (В): в цепь ЭО – замыкающий, в цепь ЭВ – размыкающий. Кроме того, в цепь ЭВ включен блок-контакт привода SQ (КГП) – контакт готовности привода), замыкающийся при заведенном положении пружин и готовности выключателя к включению.

Реле $KQT1$ (РПО1) является повторителем положения «Отключено», получает питание через цепь электромагнита включения, осу-

ществляет контроль ее исправности и срабатывает при отключенном положении выключателя. Реле *KQC1* (РПВ1) положения «Включено» получает питание через цепь электромагнита отключения, контролирует ее исправность и подтягивается при включенном положении выключателя.

Для фиксации положения выключателя и формирования сигнала несоответствия при аварийном отключении используется двухпозиционное реле *KQC* (РФ) типа РП-8. При включении выключателя реле РФ срабатывает через замыкающийся контакт реле *KQC* (РКВ1).

При оперативном отключении выключателя от ключа управления или по каналу телемеханики (ТМ) реле РФ возвращается в исходное состояние через замыкающие контакты реле команды «Отключить» *KCT1* (РКО).

Телеуправление выключателем по каналам телемеханики обеспечивается посредством контактов телемеханики (ТМ «Вкл.» и ТМ «Откл.»), подключенных параллельно контактам ключа управления. Для запрета телеуправления служит переключатель *SA2* (*H2*) ТМ, разрывающий цепи команд телемеханики «Включить» и «Отключить».

Схема АПВ выключателя выполнена на базе комплектного устройства (*AKS*) типа РПВ-58. Для предотвращения многократных включений выключателя на устойчивое КЗ, что может иметь место при застревании контактов реле *KL1* (РП1) устройства РПВ-58 в замкнутом состоянии, используется реле *KBS1* (РБМ), (например, типа РП-232 или РП5-55), имеющее две обмотки: последовательную (токовую) рабочую и удерживающую – параллельную. Реле *KBS1* (РБМ) срабатывает при прохождении тока по катушке электромагнита отключения выключателя и удерживается в сработанном положении до снятия команды на включение выключателя. При этом размыкающий контакт *KBS1.2* (РБМ) разрывает цепь электромагнита включения, блокируя включение выключателя.

Схема цепей сигнализации выключателя на постоянном оперативном токе приведена на рис. 5.9. При включении выключателя через замыкающийся контакт реле положения «Включено» *KQC1* (РПВ) светится, не мигая, красная сигнальная лампа положения «Включено» *HLR1* (ЛК). При оперативном отключении выключателя от ключа управления или по каналам телемеханики реле *KQC1* (РПВ1) отпадает и красная лампа гаснет.

При этом по цепи через нормально замкнутый контакт реле *KCC1* (РКВ) (контролируется отсутствие команды на включение),

замкнутый контакт реле фиксации KQC (РФ) (контролируются оперативные переключения) и замкнутый замыкающийся контакт реле $KL2$ (РП2) – повторителя реле $KQT1$ (РПО), что соответствует отключенному положению выключателя, светится, не мигая, зеленая лампа положения «Отключено» $HLG1$ (ЛЗ).

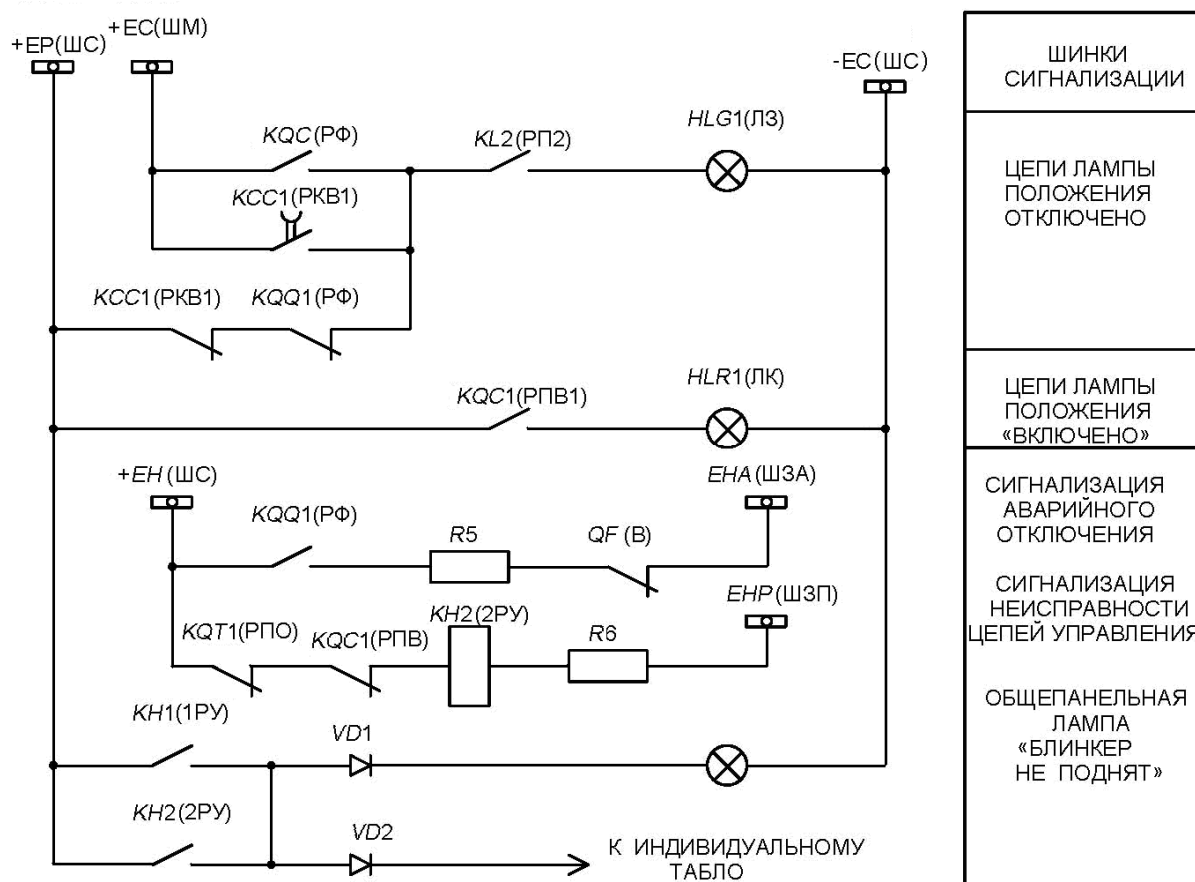


Рис. 5.9. Схема цепей сигнализации выключателя

При аварийном отключении выключателя по цепи несоответствия, через контакт KQC (РФ), который зафиксировал оперативное включение выключателя, и замкнутый при отключенном положении выключателя контакт реле $KL2$ (РП2) – повторителя реле $KQT1$ (РПО1) (рис. 5.8), от импульсов напряжения шинки мигающего света $+ЕС$ (ШМ) мигает зеленая лампа положения «Отключено» $HLG1$ (ЛЗ). Зеленая лампа может мигать также по цепи через отпадающий с замедлением контакт реле $KCC1$ (РКВ1), при включении выключателя на КЗ, когда он отключается от защиты.

При аварийном отключении выключателя по цепи – шинка сигнализации $+ЕН$ (ШС), контакт реле KQC (РФ), зафиксировавший включенное положение выключателя, резистор $R5$ и блок-контакт вы-

ключателя, замкнутый при отключенном положении выключателя, запускается аварийная звуковая сигнализация.

При одновременно не подтянутых реле положения «Отключено» $KQT1$ (РПО) и реле положения «Включено» $KQC1$ (РПВ), что возможно, например, при обрыве цепей включения (отключения) или отключении автоматического выключателя оперативного тока, по цепи через их нормально замкнутые контакты, катушку указательного реле $KH2$ (2РУ), токоограничивающий резистор $R6$ запускается предупредительная звуковая сигнализация; с выдержкой времени предупредительной сигнализации срабатывает указательное реле $KH2$ (2РУ) «Обрыв цепей управления».

При срабатывании указательных реле $KH1$ (РУ1) «АПВ» (рис. 5.8) и $KH2$ (2РУ) «Обрыв цепей управления», через их замыкающиеся контакты и разделительный диод $VD1$ подается напряжение на общепанельную лампу $HL3$ «Блиinker не поднят», а через разделительный диод $VD2$ – на индивидуальное световое табло присоединения.

Схема цепей заводки привода с питанием на переменном токе приведена на рис. 5.10. Заводка пружин привода масляного выключателя типа ММО-110 осуществляется коллекторным двигателем, способным работать как на постоянном, так и на переменном токе.

Питание на схему подается через автоматический выключатель SF (АВ), осуществляющий защиту электродвигателя. Цепь электродвигателя коммутируется контактами контактора K (ПМ), которые включены последовательно для лучшего гашения дуги. Катушкой контактора управляет конечный выключатель $SQ1$ (КВ), отключающий питание после окончания заводки привода. При присоединении рукоятки для ручной заводки пружин привода контакты блокировки $SB1$ (РБ) размыкают цепи автоматической заводки пружин.

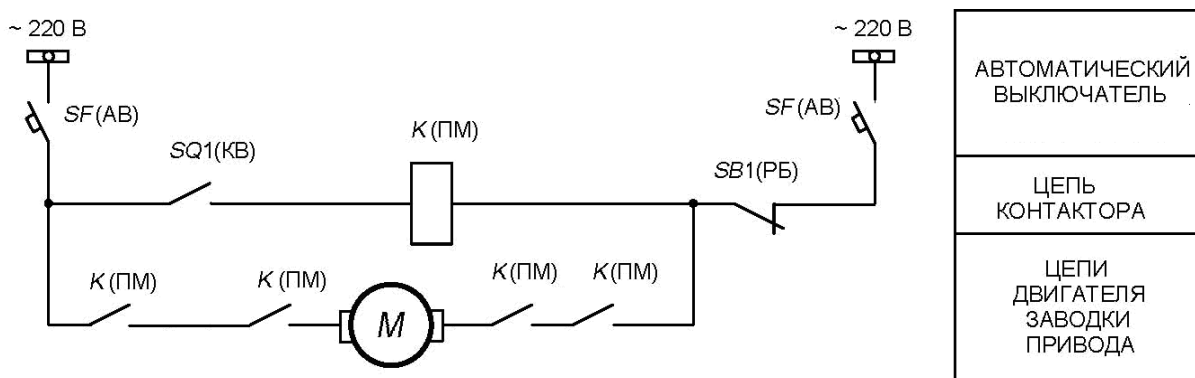


Рис. 5.10. Схема заводки пружин привода выключателя типа ММО-110

Управление, автоматика и сигнализация выключателя с пружинным приводом типа ВК-10. Пружинный привод типа ВК-10 получил широкое распространение для комплектации масляных выключателей 6–10 кВ (например, ячейки КРУН типа К-59). Он также применяется для комплектации вакуумных и элегазовых выключателей.

Включение выключателя с приводом ВК-10 осуществляется за счет энергии предварительно натянутых пружин, подачей команды на электромагнит включения от схемы управления и автоматики. Отключить выключатель можно подачей команды от схемы управления и автоматики на электромагнит отключения. Для отключения выключателя от защиты служит независимый электромагнит отключения, рассчитанный на подачу напряжения от батареи предварительно заряженных конденсаторов. Кроме того, в привод встроены два токовых электромагнита отключения, позволяющие выполнять схему защиты по принципу дешунтирования.

Пример схемы управления выключателем с пружинным приводом типа ВК-10 на переменном оперативном токе приведен на рис. 5.11.

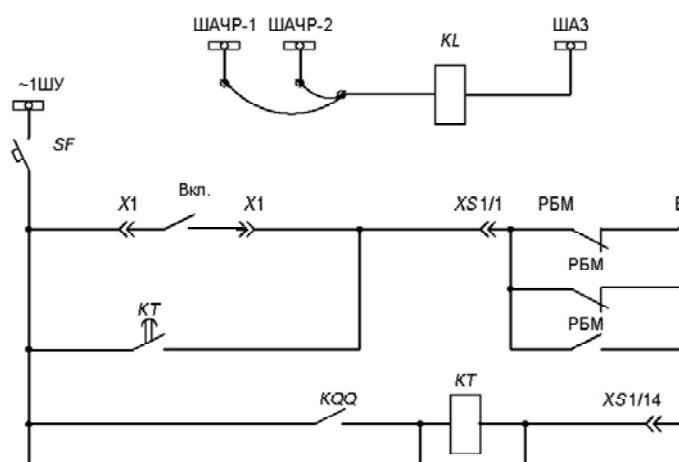


Рис. 5.11. Схема управления выключателем с пружинным приводом типа ВК-10

Для блокировки от многократных включений в приводе ВК-10 имеется встроенное реле РБМ. При подаче команды на включение выключателя от пульта управления или от устройства автоматики (например, АПВ), срабатывает электромагнит включения YAC (ЭВ) по цепи – шинка 1ШУ, автомат SF , контакты «Включить» пульта ДУ или контакт KT – реле времени АПВ, вывод разъема $XS1/1$ привода, нормально замкнутый контакт реле блокировки от многократных включений РБМ, блок-контакт привода Q , замкнутый при отключенном положении выключателя, блок-контакт привода БКП, замкнутый при

заведенном положении пружин, катушка YAC (ЭВ), автомат SF , шинка 2ШУ. При этом электромагнит включения YAC (ЭВ) срабатывает и выключатель включается. Импульс на включение ограничивается размыканием нормально замкнутых блок-контактов привода выключателя, которые размыкаются при включении выключателя.

Так как при включении выключателя пружины разряжаются, размыкается нормально разомкнутый контакт БКП в цепи YAC (ЭВ) и замыкается нормально замкнутый контакт БКП в цепи катушки реле РБМ. Если контакты команды «Включить» пульта ДУ или устройства автоматики останутся замкнутыми, срабатывает реле РБМ и становится на самоудержание через свой замыкающийся контакт РБМ. При этом размыкающий контакт реле РБМ разрывает цепь электромагнита включения, предотвращая тем самым многократные включения выключателя.

При нормальной работе схемы, после снятия командного импульса на включение, реле РБМ возвращается в исходное положение. После включения выключателя через нормально замкнутые при разряженных пружинах блок-контакты БКП автоматически включается двигатель заводки привода M . После окончания заводки блок-контакты БКП в цепи двигателя размыкаются, а в цепи YAC (ЭВ) замыкаются – выключатель снова готов к включению.

Для создания цепей несоответствия, используемых для сигнализации аварийного отключения и пуска схемы АПВ, служит двухпозиционное реле фиксации KQQ типа РП-12. При включении выключателя через его замыкающийся контакт Q на вывод 12 реле KQQ подается напряжение, и оно срабатывает, фиксируя тем самым включения выключателя.

Отключение выключателя по цепям управления происходит при подаче команды «Отключить» от пульта ДУ или срабатывании реле АЧР KL и замыкании его нормально разомкнутых контактов KL , включенных параллельно контактам пульта ДУ. В цепь электромагнита отключения YAT (ЭО) включены также блок-контакты привода Q , замкнутые при включенном положении выключателя и служащие для ограничения длительности отключающего импульса. Реле времени KT устройства АПВ при включенном выключателе не подтянуто, поэтому его мгновенный размыкающий контакт KT в цепи электромагнита отключения YAT (ЭО) замкнут и на работу схемы не влияет.

При оперативном отключении выключателя подачей команды «Отключить» при помощи пульта управления ДУ или при отключении его замыкающим контактом реле KL при срабатывании устройст-

ва АЧР напряжение подается на вывод *14* реле фиксации *KQQ*, и оно возвращается в исходное состояние, соответствующее отключенному положению выключателя.

При отключении выключателя действием защиты (от независимого электромагнита отключения, от токовых электромагнитов отключения) или механическим рычагом «Отключить» на приводе реле фиксации не переключается. По цепи несоответствия – замкнутый контакт реле *KQQ* (фиксация включения выключателя) и нормально замкнутый при отключенном положении выключателя блок-контакт *Q* – срабатывает реле времени *KT* устройства АПВ. При этом реле *KT* становится на самоудержание через свой мгновенный замыкающий контакт и мгновенным размыкающим контактом разрывает цепь электромагнита отключения *YAT* (ЭО). По истечении выдержки времени АПВ через проскальзывающий контакт реле времени *KT* происходит включение выключателя.

При неуспешном АПВ выключатель отключается действием защиты. После включения выключателя реле времени *KT* самоудерживается в подтянутом состоянии через свой замыкающий мгновенный контакт, вне зависимости от положения выключателя, и продолжает отсчет времени. Для обеспечения однократности работы АПВ реле *KT* своим упорным контактом, с выдержкой времени возврата схемы АПВ, подает напряжение на вывод *14* двухпозиционного реле фиксации *KQQ*, переключая его в положение, соответствующее отключенному положению выключателя. В дальнейшем, до оперативного включения выключателя, схема АПВ больше не запускается. Для предотвращения ложного отключения выключателя через упорный контакт реле времени *KT* в цепь электромагнита отключения введен мгновенный размыкающий контакт *KT*.

При успешном АПВ выключатель остается включенным и после возврата схемы АПВ через блок-контакт привода *Q*, замкнутый при включенном положении выключателя, напряжение подается на вывод *12* реле фиксации *KQQ*, и оно переключается, подготавливая к работе схему АПВ.

Заводка пружин привода осуществляется автоматически, после каждого включения выключателя, при помощи электродвигателя *M*. Предусматривается также ручная заводка пружин привода, при помощи специальной рукоятки.

Управление и сигнализация вакуумных выключателей. Наибольшее распространение в сетях получили ВВ: серии ВВ/TEL-10, производства фирмы «Таврида электрик»; серий ВР и ВБЗП-35 (ВБЗЕ-35),

производства ОАО РЗВА; серии ВВВ-10 (РЗВА) и их дальнейшей модификации ВВЕЛ-10, а также других серий.

В последнее время вакуумные выключатели ВВ/TEL-10 производства фирмы «Таврида электрик» получили наибольшее распространение в сетях. Фирма «Таврида электрик» первой начала использовать принцип «магнитной защелки» для управления ВВ.

В основе конструктивного решения выключателя лежит использование пофазных электромагнитных приводов с магнитной защелкой, механически связанных между собой общим, не несущим нагрузку валом-синхронизатором.

Для включения выключателя ВВ/TEL на параллельно соединенные катушки электромагнитных приводов фаз выключателя подается импульс тока от предварительно заряженных конденсаторов. При этом замыкается силовая цепь в вакуумных камерах и сжимаются отключающие пружины.

Удержание деталей выключателя во включенном положении осуществляется за счет «магнитной защелки» – остаточного магнетизма стальных подвижных и неподвижных полюсов электромагнитов. Отключение выключателя ВВ/TEL производится путем подачи на полюсные электромагниты размагничивающего импульса обратной полярности.

Для формирования управляющих импульсов вакуумного выключателя ВВ/TEL служат специальные электронные блоки, использующие энергию предварительно заряженных конденсаторов.

Вследствие практически полного отсутствия в приводе ВВ/TEL-10 механики выключатели очень надежны, долговечны и практически не нуждаются в обслуживании на протяжении всего срока эксплуатации. Коммутационный ресурс выключателя при максимальном токе отключения составляет 1 млн циклов «включить–отключить».

Для управления (включения и отключения) вакуумными выключателями ВВ/TEL-10, а также для сопряжения с устройствами РЗ и автоматики используются специальные привода – электронные блоки управления ВU/TEL, подающие на электромагниты привода управляющие импульсы от предварительно заряженных батарей конденсаторов. Блоки управления имеют малое энергопотребление от цепей оперативного тока и могут работать в широком диапазоне питающего напряжения. В качестве блок-контактов выключателя ВВ/TEL-10 используются герметические магнитоуправляемые контакты – герконы.

Включить выключатель ВВ/TEL-10 вручную при отсутствии напряжения оперативного тока невозможно. В данном случае для его

включения предусмотрен вспомогательный вход по питанию для подключения АБ напряжением 12 В.

Предусматривается только ручное отключение выключателя при помощи кнопки аварийного отключения, которая воздействует на якоря электромагнитов и механически разрывает магнитную систему.

При применении ВВ/TEL-10 на переменном оперативном токе предусматривается его отключение от цепей трансформаторов тока присоединения.

Для управления выключателями ВВ/TEL-10 применяются блоки ВU/TEL-05А, ВU/TEL-10 и ВU/TEL-12. Выбор типа блока управления зависит от рода оперативного напряжения (постоянное, переменное, выпрямленное), его источников, типа и объема устройств РЗА и других параметров. Блок ВU/TEL-12 выполнен на микропроцессорной элементной базе.

В настоящее время для комплектации ВВ/TEL-10 наиболее широкое распространение получили блоки управления типа ВU/TEL-05А, используемые только в комплекте с блоком питания ВР/TEL-02А. Так как блок питания ВР/TEL-02А имеет гальваническую связь входных и выходных цепей, применение блоков ВU/TEL-05А и ВР/TEL-02А на постоянном и выпрямленном оперативном токе не рекомендуется. Для гальванической развязки цепей при использовании этих блоков на переменном оперативном токе используется разделительный трансформатор 220/220 В, входящий в комплект поставки.

На рис. 5.12 приведен пример выполнения схемы управления, автоматика и защиты вакуумного выключателя ВВ/TEL-10 на переменном оперативном токе с использованием блока управления ВU/TEL-05А и блока питания ВР/TEL-02А. Защита и автоматика выключателя выполнена на базе микропроцессорного устройства УЗА-10А.2.

Питание схемы управления вакуумного выключателя ВВ/TEL-10 и устройства УЗА-10А.2 осуществляется от шин переменного оперативного тока ЕС1 (1ШУ) и ЕС2 (2ШУ) через автоматический выключатель SF1. Кроме того, цепи защиты УЗА-10 и отключения ВВ/TEL-10 могут питаться только от цепей ТТ защищаемого присоединения.

Блок питания ВР/TEL-02А содержит импульсный преобразователь, от которого заряжается до напряжения 230 В встроенная в блок конденсаторная батарея емкостью 5000 мкф. Энергия предварительно заряженных конденсаторов используется для включения и отключения выключателя. Необходимо учитывать, что при разряженных кон-

денсаторах, через блок ВР/TEL-02А в момент включения напряжения питания кратковременно протекает ток до 2 А.

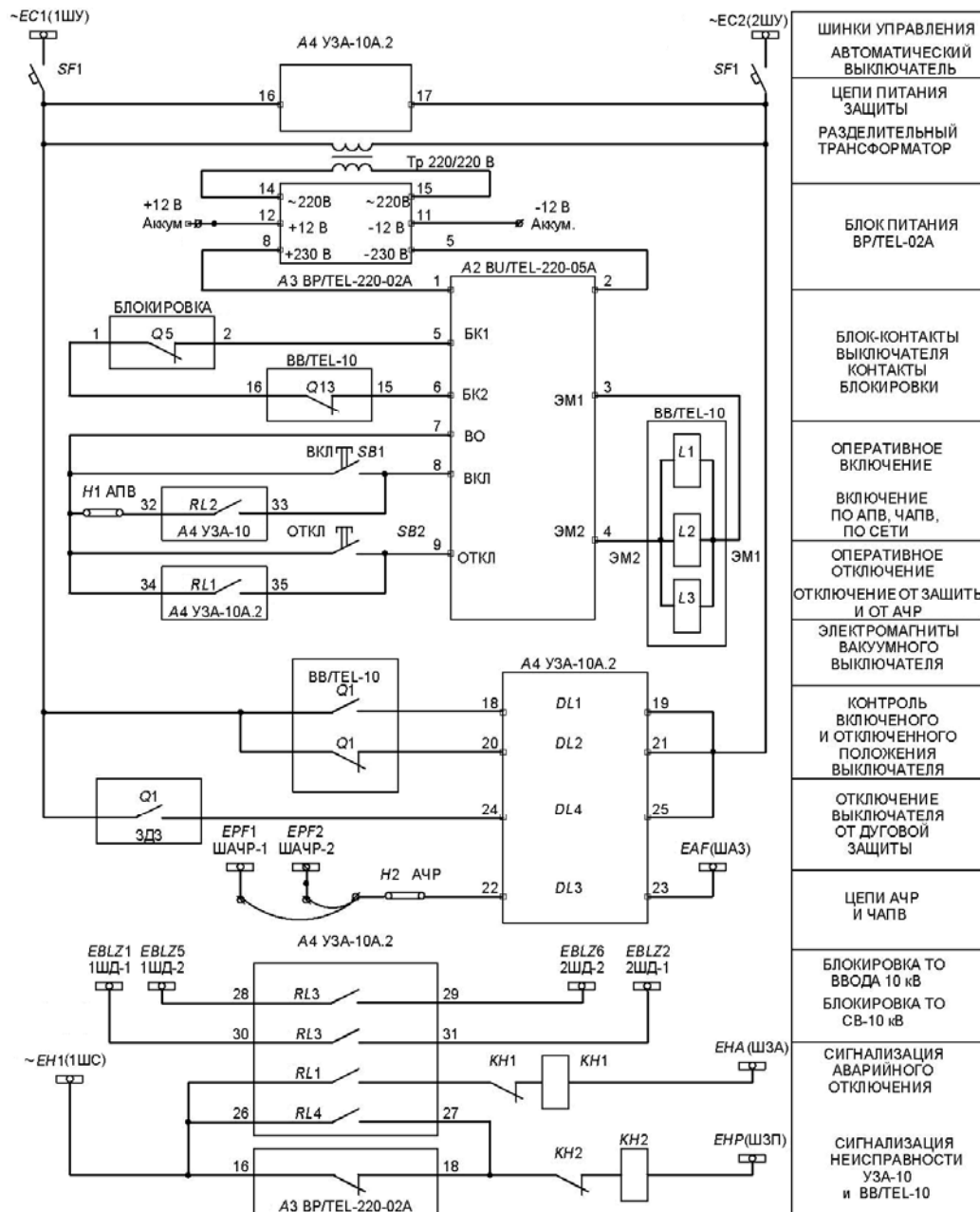


Рис. 5.12. Схема цепей управления и автоматики и защиты вакуумного выключателя ВВ/TEL-10 на переменном оперативном токе с блоками ВУ/TEL-220-05А и ВР/TEL-220-02А и микропроцессорным устройством УЗА-10А.2

Для управления выключателем при отсутствии напряжения оперативного тока предусматривается возможность питания блока ВР/TEL-02А от постороннего источника – аккумулятора напряжением 12 В.

Напряжение от заряженных конденсаторов блока питания ВР/TEL-02А подается на электронный блок управления ВU/TEL-220-05 А, служащий для формирования управляющих импульсов полюсных электромагнитов выключателя ($L1$, $L2$, $L3$). Управление выключателем осуществляется контактами ключа (кнопок) управления ($SB1$ – «Вкл.», $SB2$ – «Откл.») или контактами устройства УЗА-10 ($RL1$ – «Включить», $RL2$ – «Отключить»).

Для включения выключателя необходимо замкнуть выводы 7 («ВО») и 8 («Вкл.») блока ВU/TEL-220-05А. Для отключения выключателя необходимо замкнуть выводы 7 («ВО») и 9 («Откл.») блока ВU/TEL-05А. Входы управления блока ВU/TEL-220-05А имеют входное сопротивление около 15 кОм. Поэтому во избежание электромагнитного влияния цепи управления должны быть возможно короче, не более 15 м.

Предусматривается электрическая (контакты QS специального блокиратора, входящего в комплект поставки) и механическая блокировки включения выключателя ВВ/TEL-10 при операциях с выкатной тележкой (разъединителями). Цепь БК1–БК2, разрешающая операцию включения, контролирует отключенное положение выключателя – контакт $Q13$ выключателя и отключенную блокировку – контакт $Q5$ блокиратора.

Оперативное включение выключателя осуществляется при помощи кнопки $SB1$ «Вкл.». В цепь включения выключателя введены также контакты выходного реле устройства УЗА-10А.2 – $RL2$, которые служат для включения выключателя по АПВ, ЧАПВ или по сети передачи информации. Устройство УЗА-10 имеет внутренний пуск АПВ по факту работы защиты. Накладка $H1$ АПВ служит для запрета включения по АПВ, ЧАПВ и по сети передачи информации.

Оперативное отключение выключателя осуществляется при помощи кнопки $SB2$ «Откл.». В цепь отключения выключателя введены также контакты выходного реле устройства УЗА-10А.2 – $RL1$, которые служат для отключения выключателя от защиты, по АЧР или по сети передачи информации.

Напряжение переменного оперативного тока подается на дискретные входы $DL1$ и $DL2$ устройства УЗА-10 через блок-контакты выключателя $Q1$ (замыкающиеся и размыкающиеся), служащие для контроля положения выключателя. Дискретный вход $DL1$ используется для ускорения МТЗ после АПВ. Дискретный вход $DL2$ используется для контроля отключенного положения выключателя. При наличии напряжения на этом входе светится светодиод на корпусе УЗА-10.

Напряжение на дискретный вход *DL3*, служащий для реализации функций АЧР и ЧАПВ, подается от шинок АЧР. Напряжение на дискретный вход *DL4*, служащий для отключения выключателя от внешнего сигнала, подается через контакты защиты от дуговых замыканий в камере КРУ. Наличие сигнала на этом входе индицируется светодиодом на лицевой панели УЗА-10.

Два независимых контакта выходного реле *RL3*, служащего для реализации логической защиты шин, используются для блокировки *ТО* ввода (шинки *EBLZ5* и *EBLZ6*) и СВ (шинки *EBLZ1* и *EBLZ2*).

Второй независимый контакт выходного реле *RL1*, подключенный к шинке аварийной звуковой сигнализации *ЕНА* (ШЗА) через указательное реле *КН1*, используется для сигнализации аварийного отключения выключателя.

Контакт выходного реле *RL4* устройства УЗА-10 и контакт блока питания *ВР/ТЕЛ-220-02А*, используемые для сигнализации об их неисправности, через указательное реле *КН2* подключены к шинке предупредительной звуковой сигнализации *ЕНР* (ШЗП).

Схема токовых цепей защиты и управления выключателя приведена на рис. 5.13. Трансформаторы тока *ТА* фаз *А* и *С* присоединения соединены в схему неполной звезды. На ток фаз *А* и *С* включены токовые входы устройства УЗА-10 и блока управления *ВУ/ТЕЛ-220-02А*. Токовые входы УЗА-10 служат для контроля тока защищаемого присоединения. Кроме того, от цепей ТТ осуществляется питание защиты при отсутствии напряжения переменного оперативного тока. Для отключения выключателя в данном случае используются токовые входы блока управления, обеспечивающие его отключение при токе более 3 А.

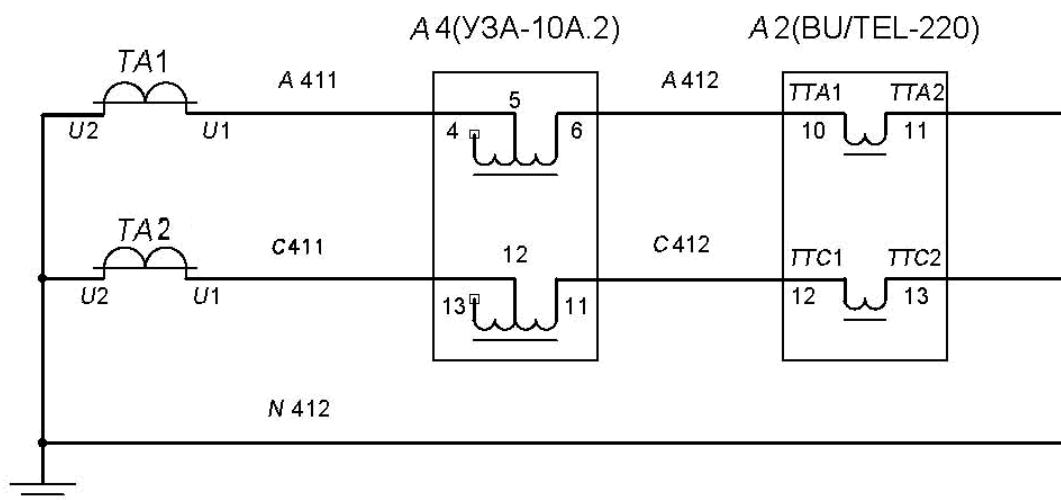


Рис. 5.13. Схема токовых цепей защиты и управления ВВ/ТЕЛ-10

При «холодном» (после длительного отсутствия напряжения оперативного тока) включении на КЗ УЗА-10А.2 действует на отключение выключателя с задержкой не более 0,2 с, необходимых для подготовки устройства к работе. Таким образом обеспечивается надежная работа устройств защиты и автоматики выключателя во всех режимах.

Контрольные вопросы

1. Назначение схем вторичных соединений.
2. Приведите условные обозначения основных элементов схем вторичных соединений.
3. Какие основные требования предъявляются к схемам вторичных соединений?
4. Основные типы, достоинства и недостатки силовых высоковольтных выключателей.
5. Как осуществляется управление и сигнализация силовых высоковольтных выключателей?
6. Каковы основные требования, предъявляемые к схемам управления и сигнализации силовых высоковольтных выключателей?
7. Как осуществляется блокировка от прыгания силовых высоковольтных выключателей?
8. Назовите основные элементы схем управления и сигнализации масляных высоковольтных выключателей с пружинным приводом.
9. Назовите основные элементы схем управления и сигнализации ВВ.

6. ЦИФРОВЫЕ РЕЛЕ, СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ И СБОРА ИНФОРМАЦИИ

6.1. Основные характеристики микропроцессорных устройств

Большинство фирм-производителей оборудования РЗА прекращают выпуск электромеханических реле и устройств и переходят на цифровую элементную базу. Переход на новую элементную базу не приводит к изменению принципов РЗА, а только расширяет ее функциональные возможности, упрощает эксплуатацию и снижает ее стоимость. По этим причинам микропроцессорные устройства очень быстро занимают место устаревших электромеханических и электронных реле.

Лидерами в производстве микропроцессорных устройств РЗА являются европейские концерны *AREVA*, *ABB*, *SIEMENS* и др. Цифровые защиты, выпускаемые этими фирмами, имеют высокую стоимость, которая окупается их высокими техническими характеристиками и многофункциональностью. Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше, чем электромеханических или электронных. Так, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,95–0,97, аппаратная погрешность – в пределах 2–5 %, мощность, потребляемая от измерительных ТТ и ТН, находится на уровне 0,1–0,5 В · А.

Современные цифровые устройства РЗА совмещают в рамках единого комплекта функции РЗ, измерения, регулирования и управления электроустановкой. Такие устройства в структуре автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) энергетического объекта являются окончательными устройствами сбора информации. В цифровых устройствах РЗА появляется возможность перехода к новым измерительным преобразователям тока и напряжения на основе использования оптоэлектронных датчиков, трансформаторов без ферромагнитных сердечников и т. д. Эти преобразователи технологичнее в производстве, обладают очень высокими метрологическими характеристиками, но имеют малую выходную мощность.

6.2. Описание микропроцессорных устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики

Структурная схема. Цифровые устройства РЗА различного назначения имеют много общего, а их структурные схемы очень сходны и представлены на рис. 6.1. Центральным узлом цифрового устройст-

ва является микропроцессор, который через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микропроцессора с внешними датчиками исходной информации, объектом управления, оператором, диспетчером и т. д.

В реальном устройстве РЗА может использоваться несколько микропроцессоров (МП), каждый из которых будет занят решением отдельного фрагмента общей задачи с целью обеспечения высокого быстродействия. Так, фирма *ALSTOM* для этой цели использует один мощный МП, а фирма *ABB* использует 4–10 МП, которые работают параллельно.

Основными узлами цифрового устройства РЗА являются: входные $U1-U4$ и выходные $KL1-KLj$ преобразователи сигналов, тракт аналого-цифрового преобразования $U6, U7$, кнопки управления и ввода информации от оператора $SB1, SB2$, дисплей H для отображения информации и блок питания $U5$. Современные цифровые устройства оснащаются коммуникационным портом $X1$ для связи с другими устройствами.

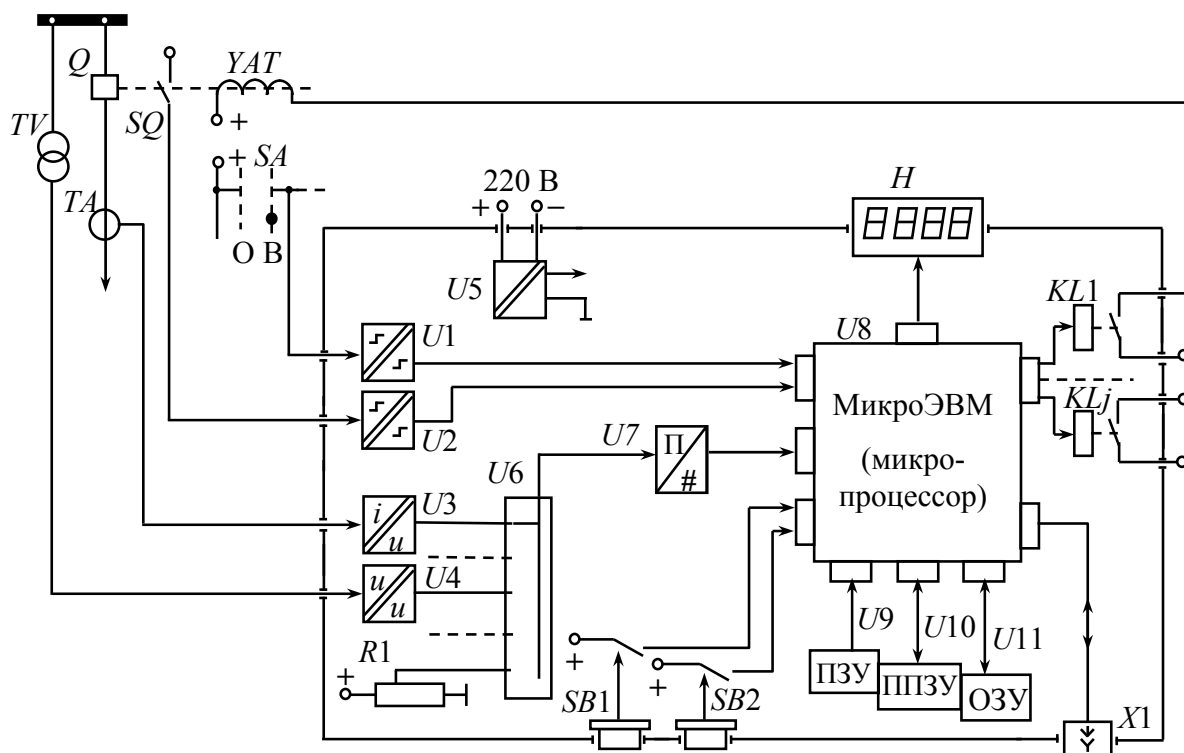


Рис. 6.1. Структурная схема цифрового устройства защиты

Рассмотрим основные функции вышеперечисленных узлов.

Входные преобразователи. Входные преобразователи обеспечивают гальваническую развязку внешних цепей от внутренних цепей устройства. Одновременно входные преобразователи осуществляют приведение контролируемых сигналов к единому виду (как правило, к напряжению) и нормированному уровню. Здесь же осуществляется предварительная частотная фильтрация входных сигналов перед их аналого-цифровым преобразованием. Одновременно принимаются меры по защите внутренних элементов устройства от воздействия помех и перенапряжений. Различают преобразователи входных сигналов – аналоговые ($U3$, $U4$) и логические ($U1$, $U2$). Аналоговые преобразователи стремятся обеспечить линейную (или нелинейную, но с известным законом) передачу контролируемого сигнала во всем диапазоне его изменения. Преобразователи логических сигналов, наоборот, стремятся сделать чувствительными только к узкой области диапазона контролируемого сигнала.

Выходные релейные преобразователи. Воздействие реле на защищаемый объект традиционно осуществляется в виде дискретных сигналов управления. При этом выходные цепи устройства защиты выполняются так, чтобы обеспечить гальваническую развязку коммутируемых цепей между собой и относительно цепей устройства РЗА. Выходные преобразователи должны обладать соответствующей коммутационной способностью и обеспечивать видимый разрыв коммутируемой цепи.

Тракт аналого-цифрового преобразования. Тракт аналого-цифрового преобразования включает мультиплексор $U6$ и собственно аналого-цифровой преобразователь (АЦП) – $U7$. **Мультиплексор** – это электронный коммутатор, поочередно подающий контролируемые сигналы на вход АЦП. Применение мультиплексора позволяет использовать один АЦП (как правило, дорогостоящий) для нескольких каналов. В АЦП осуществляется преобразование мгновенного значения входного сигнала в пропорциональное ему цифровое значение. Преобразования выполняются с заданной периодичностью. В последующем в микропроцессоре по этим выборкам из входных сигналов рассчитываются интегральные параметры контролируемых сигналов – их амплитудные или действующие значения.

Блок питания $U5$. Блок питания (БП) обеспечивает стабилизированным напряжением все узлы рассматриваемого устройства, независимо от возможных изменений напряжения в питающей сети. Как

правило, это импульсный БП от сети постоянного тока. Имеются также блоки питания от цепей переменного тока и напряжения.

Дисплей и клавиатура. Дисплей и клавиатура позволяют оператору получить информацию от устройства, изменять режим его работы, вводить новую информацию. Необходимо отметить, что дисплей *H* и клавиатура *SB1*, *SB2* в цифровых реле реализуются в максимально упрощенном виде: дисплей – цифробуквенный, однострочный или несколькострочный, клавиатура – несколько кнопок.

Порт связи с внешними цифровыми устройствами. Достоинством цифровых устройств является возможность передачи имеющейся информации в другие цифровые системы: АСУ ТП, персональный компьютер и т. д., что позволяет интегрировать различные системы, экономя на каналах связи, затратах на предварительную обработку сигналов и т. п. Коммуникационный порт – необходимый элемент для дистанционной работы с данным устройством.

Наряду с вышеперечисленными в цифровых устройствах могут встретиться и другие узлы, например, цифро-аналоговые преобразователи при формировании аналоговых сигналов управления и регулирования.

Практически вся обработка информации в любом цифровом устройстве осуществляется внутри микропроцессора по определенному алгоритму, реализованному в виде программы работы.

Для облегчения понимания принципов работы цифровых устройств РЗА необходимо иметь хотя бы общее представление об устройстве и функционировании ЭВМ. Рассмотрим структурную схему микропроцессора (рис. 6.2).

Центральный управляющий и решающий блок микропроцессора выполнен в виде интегральной микросхемы (ИМС), поэтому такую ИМС называют *микропроцессором*. Как видно из структурной схемы, микропроцессор в качестве самостоятельного узла не применяется. Для его работы требуется внешнее запоминающее устройство, где хранятся константы и программа (последовательность команд), которую необходимо выполнить. В устройствах, работающих по жесткой программе, какими и являются реле защиты, программа записывается в постоянном запоминающемся устройстве (ПЗУ).

Для хранения переменных и промежуточных результатов вычислений (данных) применяется оперативное запоминающее устройство (ОЗУ).

Обмен информацией с внешним оборудованием осуществляется с помощью устройств ввода-вывода.

Любая информация в ЭВМ представляется в виде чисел (числовых кодов). Обмен информацией между узлами микропроцессора осуществляется с помощью шин, т. е. системы электрических линий. Шины различаются по функциям: шина пересылки данных ШД, шина адреса ША, шина передачи команд управления ШУ. Например, при чтении данных из устройства ввода-вывода (УВВ) в процессор последний выставляет на ША адрес УВВ, а на ШУ – сигналы, предписывающие УВВ выдать данные на ШД. В результате на шине данных появляется число, которое было в УВВ в момент обращения. При передаче информации используется двоичная система счисления, требующая для отображения чисел использования только двух символов 0 и 1, что делает наиболее простой реализацию узлов ЭВМ на основе электронных схем.

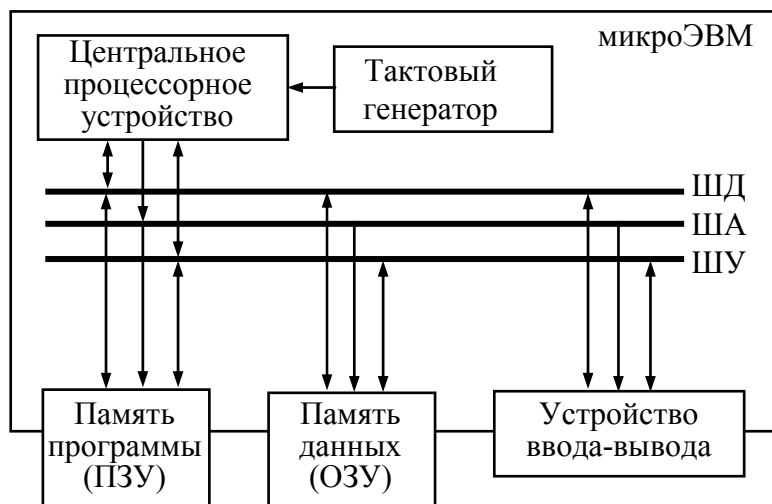


Рис. 6.2. Структурная схема микропроцессора

Скорость работы микропроцессора существенно зависит от разрядности чисел, передаваемых по шинам от узла к узлу. Это определяется разрядностью шины данных. Современные микропроцессоры работают с 16- и 32-разрядными машинными словами. Время выполнения команды определяется тактовой частотой задающего генератора и зависит от быстродействия применяемых ИМС, что, в свою очередь, определяется технологией их изготовления. В настоящее время электронной промышленностью предлагаются десятки разновидностей МП и они непрерывно совершенствуются.

Сигналы, контролируемые устройствами РЗА, имеют в общем случае разную физическую природу – токи, напряжения, температура и т. д. Чаще всего устройства РЗА работают с сигналами от источников переменного тока и напряжения, с традиционными номиналь-

ми уровнями: 1, 5 А, 100 В. Такие уровни сигналов обеспечивают необходимую помехозащищенность, но совершенно неприемлемы для обработки в электронных схемах. При подключении микропроцессорных устройств к датчикам тока и напряжения требуется приведение их сигналов к единому виду и диапазону изменения, приемлемому для обработки электронными узлами.

Входные преобразователи. Наиболее часто входные согласующие преобразователи цифровых устройств выполняются на базе обычных трансформаторов с ферромагнитными сердечниками. Несмотря на то что такие трансформаторы имеют нелинейные передаточные характеристики, определенный разброс параметров, некоторую нестабильность во времени и при изменении температуры, они все же приемлемы для построения устройств РЗ, допускающих работу с погрешностью 2–5 %.

В трансформаторных преобразователях (рис. 6.3) основное внимание уделяется снижению между обмоточной емкости, по которой возможно попадание импульсных помех внутрь устройства. С этой целью необходимо секционировать вторичную обмотку или помещать между первичной и вторичной обмотками заземленный электростатический экран. Ввиду очень малого потребления мощности последующими электронными узлами преобразование токовых сигналов в напряжение осуществляют простейшим способом – с использованием резисторных шунтов R . Для защиты электронных узлов от возможных перенапряжений широко применяют варисторы RV (или стабилитроны) и фильтры нижних частот, например, на основе R - C цепей. Эффективность фильтра нижних частот объясняется тем, что энергия импульсной помехи сосредоточена в высокочастотной части спектра и она подавляется интегрирующей R - C цепью.

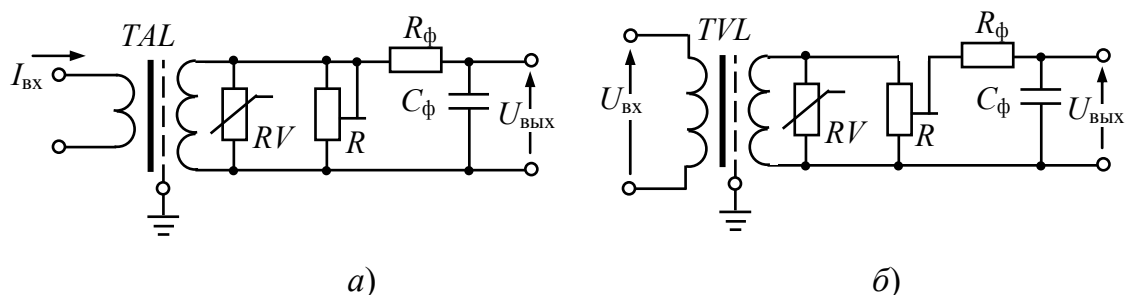


Рис. 6.3. Входные преобразователи на основе промежуточных трансформаторов:
 а – схема измерительного преобразователя тока;
 б – схема измерительного преобразователя напряжения

Аналогово-цифровые преобразователи. Дискретный (цифровой) сигнал, в отличие от аналогового, может принимать лишь конечное множество значений и определен лишь для конкретных моментов времени.

Процесс перехода от аналогового сигнала к дискретному называется *дискретизацией*, или *квантованием сигнала*, а устройства, выполняющие эту операцию, называются *аналого-цифровыми преобразователями*. Переход от непрерывного сигнала к дискретному всегда происходит с потерей некоторого количества информации. Конечное число градаций дискретного сигнала обуславливает погрешность квантования по уровню, а одной из причин необходимости квантования по времени является то, что и сам процесс аналого-цифрового преобразования, и последующий цикл вычислений в МП требует определенного времени, по истечении которого можно делать новую выборку из входного сигнала (рис. 6.4).

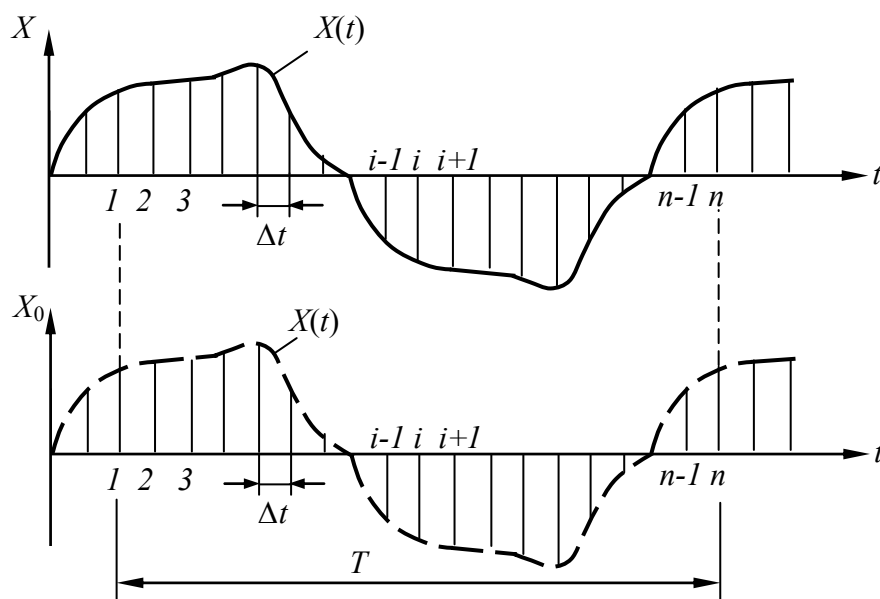


Рис. 6.4. Аналого-цифровое преобразование сигнала

Характеризуя АЦП, говорят о его разрядности и интервале дискретизации сигнала по времени Δt или частоте выборок $f_b = 1/\Delta t$ или, если речь идет о периодических сигналах с периодом T , о количестве выборок за период $N = f_b T$.

Для периодических сигналов существует взаимосвязь между верхней частотой преобразуемого сигнала и необходимым количеством выборок. Для точного восстановления первоначального сигнала

из его дискретного представления частота выборок должна по крайней мере вдвое превышать самую высокочастотную гармоническую составляющую входного сигнала, т. е. $f_B \geq 2f_{\max}$ или $N \geq 2f_{\max}$. Более того, при аналого-цифровом преобразовании из входного сигнала должны быть исключены все гармоники с частотой, более высокой, чем частота квантования. В противном случае, при восстановлении сигнала появляется разностная составляющая низкой частоты, поэтому на входе АЦП всегда устанавливают аналоговый фильтр нижних частот с полосой пропускания не более f_B .

В устройствах РЗА применяют АЦП с частотой выборок от 600 до 2000 Гц. Более высокая частота выборок используется в том случае, если устройство защиты обеспечивает еще и осциллографирование аварийного процесса. Цифровое устройство с частотой выборок 2000 Гц эквивалентно осциллографу с полосой пропускания 0–1000 Гц.

Второй важной характеристикой АЦП является разрядность p формируемого им двоичного числа. Для того чтобы выяснить, каким должно быть значение p , рассмотрим работу АЦП как некоего «черного ящика» (рис. 6.5), на вход которого поступает аналоговый сигнал X , а на его цифровых выходах появляется эквивалентное число в виде двоичных сигналов с двумя возможными уровнями, условно обозначаемыми как 0 и 1. Следует отметить, что представление числа напряжением или током только двух уровней и делает предпочтительней двоичную систему счисления.

Существует однозначная связь между разрядностью АЦП и точностью измерения аналоговой величины. Например, в двухразрядном АЦП на его двух выходах возможно формирование только четырех независимых числовых комбинаций: 00, 01, 10 и 11. Эти числа можно интерпретировать как нахождение входного аналогового сигнала в одном из четырех поддиапазонов, ограниченных $0 - X_{\max}$. В случае p -разрядного АЦП возможно отождествление нахождения входного сигнала в любом из $m = 2^p$ поддиапазонов. При этом ступенька квантования при определении уровня сигнала составит $X_{\max}/2^p$. В энергетике из всех величин в наиболее широком диапазоне изменяется ток. Ток при нормальном режиме работы электроустановки находится в пределах $0 - I_{\max}$, а в аварийных – достигает $(10-50)I_{\max}$. Для преобразования с погрешностью не более 2–5 % требуемое число ступеней квантования должно быть 2000–4000, т. е. требуется АЦП с $p = 11-12$.

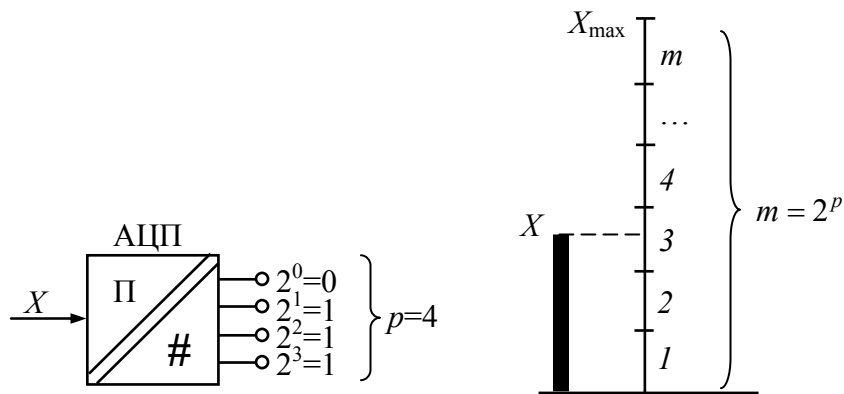


Рис. 6.5. К пояснению разрядности АЦП

Ввод дискретных сигналов. Практически во всей современной электронной аппаратуре ввод дискретных сигналов осуществляется через преобразователи на основе оптронов. Следует отметить, что схемы реальных преобразователей гораздо сложнее, чем схемы, приведенные на рис. 6.6.

Собственное время переключения у оптронов составляет доли микросекунды. Для оптопары (светодиод-фотоприемник) характерна малая проходная емкость, что препятствует проникновению помех по этому пути. Допустимое напряжение между цепью управления и элементами управляемой цепи достигает нескольких киловольт, а рабочий ток светодиода VD составляет 5–15 мА. Малый входной ток оптрона, с одной стороны, является благом, т. к. приводит к снижению мощности, потребляемой преобразователем, решает проблему рассеивания тепла резистора R_6 и уменьшает нагрузку на управляющий контакт $S2$ (рис. 6.6, а). С другой стороны, малый рабочий ток оптрона приводит к ряду проблем.

В первую очередь малый входной ток обуславливает низкую помехозащищенность преобразователя. Например, при наличии протяженного проводника, связывающего управляющий ключ $S2$ с оптроном, возможно ложное срабатывание при перезарядке паразитной емкости C в момент замыкания ключа $S1$ в сторонней цепи. Чтобы исключить ложную работу устройства РЗА в такой ситуации, на выходе преобразователя устанавливают элемент задержки DT (рис. 6.6, б) с фиксированной или регулируемой задержкой в формировании выходного сигнала. Для того чтобы отстроиться от переходных процессов, обычно достаточно задержки 0,5–5 мс.

Устройства с малым потреблением могут реагировать на замыкания на землю в сети оперативного тока, т. к. их входной ток соиз-

мерим с током цепи контроля изоляции сети оперативного тока. Для исключения этого входные цепи измерительного преобразователя E выполняют с привязкой к потенциалам полюсов сети оперативного тока и поднимают порог переключения преобразователя E до уровня 60–80 % номинального напряжения сети.

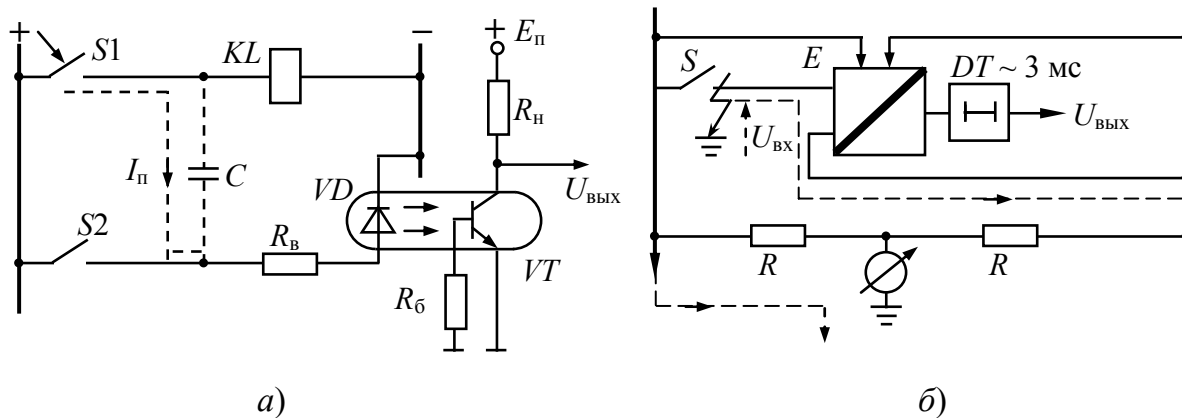


Рис. 6.6. Варианты ввода дискретного сигнала:
 а – паразитная емкостная связь между контрольными кабелями;
 б – отстройка от помех элементом задержки ДТ

Выходные реле. В цифровых защитах выходными реле являются промежуточные электромагнитные реле. Контактная пара пока еще остается вне конкуренции как единственное устройство, обеспечивающее видимый разрыв в коммутируемой цепи, к тому же это и самое дешевое решение. Как правило, в цифровых устройствах РЗА применяются несколько типов малогабаритных реле: с большей коммутационной способностью – для работы непосредственно в цепях управления выключателей, с меньшей – для работы в цепях сигнализации. Мощные реле способны включать цепи с током примерно 5–50 А, но их отключающая способность обычно не превосходит 0,2 А при постоянном напряжении 220 В. Таким образом, схема управления должна предусматривать прерывание тока в цепи электромагнита выключателя его вспомогательным блок-контактом. Отключающая способность сигнальных реле обычно не превышает 0,15 А в цепях постоянного тока напряжением 220 В.

Отображение информации. Для отображения информации в реле используются и отдельные светодиодные индикаторы, а также табло и даже графические экраны. Для простоты будем называть совокупность элементов визуального отображения информации в реле дисплеем.

Очевидно, что дисплей не должен быть дорогим, т. к. «общение» человека с реле происходит крайне редко. Дисплей реле должен обеспечивать быстрое и однозначное представление информации. Наилучшим образом этим требованиям удовлетворяют простые дисплеи в виде светодиодных индикаторов. С другой стороны, цифровое устройство защиты – это устройство, которое способно предоставить оператору очень большой объем информации: текущие значения токов и напряжений электроустановки, их аварийные значения, уставки (а их в цифровых реле может быть несколько наборов), состояние входов и выходов управления и т. д. Для оперативного получения такого объема информации требуются соответственно и более информативные дисплеи. На рис. 6.7 представлены некоторые варианты выполнения дисплеев устройств РЗА.

В цифровых устройствах некоторых типов защиты (рис. 6.7, а) отдельный светодиодный индикатор (или крайний левый разряд цифрового светодиодного табло) указывает на отображаемый параметр, а численное значение этого параметра выводится в трех правых разрядах цифрового табло. Светодиодный дисплей хорошо заметен, особенно в условиях малой внешней освещенности.

В современных устройствах применяются цифробуквенные многострочные табло (рис. 6.7, б), что обеспечивает удобство считывания информации. Такие табло выполняются на основе жидкокристаллических индикаторов (ЖКИ). Основными недостатками ЖКИ являются относительно низкая контрастность изображения и неработоспособность при низких температурах. Однако невысокая стоимость и легкость управления ЖКИ способствует их широкому применению, в том числе и в устройствах РЗА.

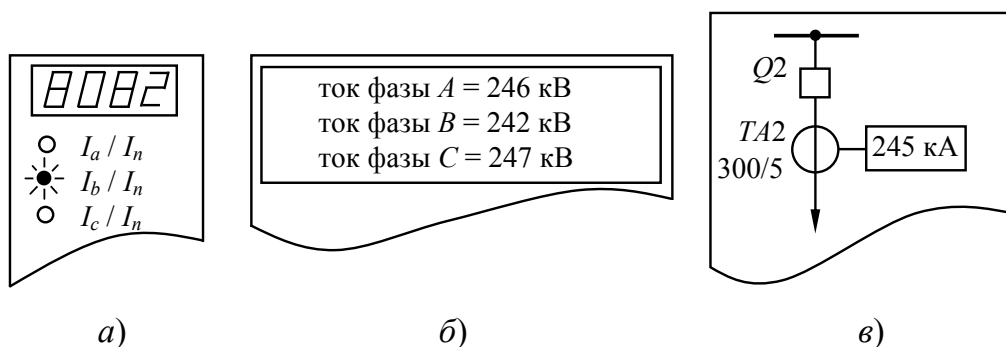


Рис. 6.7. Варианты дисплеев цифровых устройств защиты

Наиболее наглядно информация представляется на графическом дисплее (рис. 6.7, в).

Цифровые реле имеют погрешность 3–5 %. С учетом этой погрешности и выполняются дисплеи цифровых реле – с возможностью отображения лишь трех значащих цифр. В цифровых реле используются в основном два способа представления величин – в именованных единицах (вольтах, амперах, градусах и т. д.) и в относительных единицах. Оперативному персоналу удобнее работать с именованными величинами, отражающими реальные значения токов, напряжений и других параметров электроустановки. Это требует занесения дополнительной информации в реле – коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, а на дисплей необходимо дополнительно выводить размерность отображаемой величины.

Управление аппаратурой. Кнопки управления или клавиатура являются неотъемлемыми элементами связи человека с цифровым устройством. С помощью кнопок управления можно изменить режим работы устройства, вызвать на дисплей интересующие параметры и величины, ввести новые уставки и т. д.

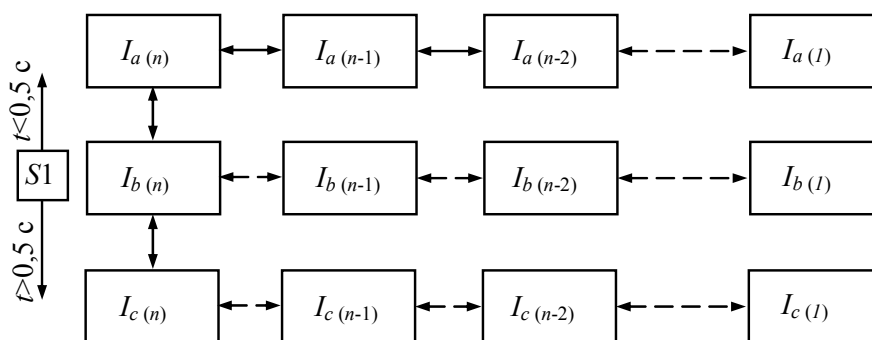


Рис. 6.8. Поиск информации в памяти реле

Число кнопок, используемых в клавиатурах различных устройств РЗ, варьируются от двух до десяти. Чем больше кнопок в клавиатуре, тем удобнее и быстрее можно вводить информацию в устройство. Однако кнопки являются наиболее ненадежными элементами цифровых реле. Поэтому там, где пользоваться кнопками приходится крайне редко, стремятся использовать их минимальное число. Минимальное число кнопок клавиатуры, позволяющее вводить любую информацию, равно двум, оптимальное – пяти: вверх, вниз, влево, вправо, ввод. Состояния, доступные с помощью кнопок управления, представляются двумерным массивом. Продвижение по координатам массива осуществляется соответствующими кнопками, а выбор элемента массива производится одновременным нажатием кнопки «ENTER». Поясняет этот принцип рис. 6.8, где в качестве примера рассматривается процесс

поиска информации о фазных токах, которые фиксировались в памяти защиты в момент ее срабатывания. Предполагается, что в памяти данного устройства хранится информация по n последним событиям, причем последнее событие имеет номер n .

В последних разработках вместо кнопок применяют временно подключаемые к реле пульта управления.

Устройства хранения информации. Одним из важнейших узлов цифровых реле являются различные типы устройств хранения информации. В функциональном отношении все статические запоминающие устройства подразделяются на ПЗУ, ОЗУ и ППЗУ.

Для хранения рабочей программы в устройствах защиты обычно используются ПЗУ. Отличительной чертой ПЗУ является однократная запись информации. В последующем возможно только считывание записанной информации. Отсюда и происходит англоязычное название этого типа памяти *ROM (Read Only Memory* – только считываемая память). Достоинством микросхем ПЗУ является их низкая стоимость и возможность хранения информации при отключении питания.

В последнее время все шире начинают применяться перепрограммируемые устройства памяти. Особенно они актуальны для устройств защиты, рабочая программа которых должна изменяться в процессе эксплуатации. В настоящее время существуют устройства РЗА, в которых нужные функции защиты выбираются из библиотеки стандартных функций самим пользователем. Логическая часть этих устройств РЗА создается пользователем из базовых логических функций типа И, ИЛИ, ТРИГГЕР, ЗАДЕРЖКА и т. д. Рабочая программа в таких устройствах защиты располагается в перепрограммируемом постоянном запоминающем устройстве (ППЗУ) – электрически перезаписываемая постоянная память.

Для временного хранения результатов промежуточных вычислений используются ОЗУ – память с произвольным доступом. Запись и считывание данных в ОЗУ осуществляется с максимальной скоростью. Существенным недостатком ОЗУ является разрушение информации при отключении питания.

Для хранения уставок и других параметров, которые приходится изменять в процессе эксплуатации защиты, используются ППЗУ, допускающие многократное изменение уставок.

Промежуточным решением задачи стало хранение уставок в ОЗУ, имеющем резервное питание от встроенного в изделие источника. В таких устройствах применяют специальные малопотребляющие ИМС и литиевые батареи, имеющие срок службы 5–6 лет. Недостаток – необходим периодический контроль и своевременная замена источника питания.

Как и любое другое изделие, устройства памяти могут повреждаться или терять информацию, например, под воздействием ионизирующих излучений. Для обнаружения этого применяются следующие способы.

В ПЗУ, где данные размещаются в ячейках памяти, последовательно выполняют формальное суммирование всех чисел этого массива данных, а результат (контрольную сумму) помещают в определенную ячейку. В режиме тестовой проверки ПЗУ компьютер рассматривает его как объект исследования, выполняет подсчет суммы фактических чисел, хранящихся в ячейках, и сравнивает с контрольной суммой. При проверке ОЗУ в его ячейки поочередно записывают нули и единицы, а затем анализируют получающиеся при считывании результаты. В устройствах с *EEPROM*-памятью имеется возможность даже восстанавливать утерянную информацию. Для этого важнейшие массивы информации, например, уставки, дублируются в разных микросхемах памяти. Так как одновременное повреждение информации в двух микросхемах маловероятно, то имеется возможность восстановить информацию перезаписью содержимого неповрежденного массива на место поврежденного.

Блоки питания. Практически во всех современных устройствах используются импульсные блоки питания, выполняемые на базе высокочастотных инверторов. Схематично такой БП с однотактным инвертором представлен на рис. 6.9.

С помощью электронного ключа, выполненного на транзисторе *VT1*, на первичную обмотку развязывающего трансформатора *T* подаются импульсы напряжения с частотой несколько десятков килогерц. Трансформатор, работающий на высокой частоте, получается небольших габаритов, с малым числом витков в обмотках, но с относительно большой проходной мощностью. Использование широтно-импульсной модуляции при управлении ключом *VT1* позволяет поддерживать стабильным выходное напряжение инвертора при изменении питающего напряжения в широких пределах. Например, устройства серии *MODULEX* устойчиво работают при изменении напряжения от 64 до 500 В. Для исключения повреждения инвертора при несоблюдении полярности подаваемого напряжения на его входе устанавливается диодный мост *VS1*. Емкости накопительных конденсаторов *C1* и *C2* обычно выбирают из условия требуемого сглаживания пульсации в выходном напряжении при питании инвертора от выпрямленного постоянного тока. В некоторых случаях емкости *C1* и *C2* увеличивают до уровня, достаточного для исключения сбоев в микропроцессорной части при кратковременных понижениях питающего напряжения, возникающих, например, при КЗ на смежных фи-

дерах в сети оперативного тока. Следует отметить, что в БП большое внимание уделяется защите от перенапряжений в питающей сети и исключению проникновения помех внутрь устройства.

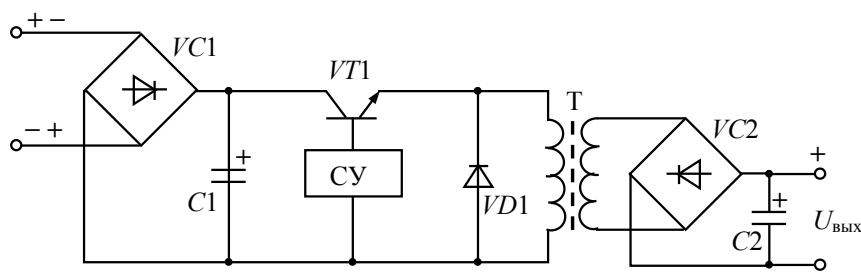
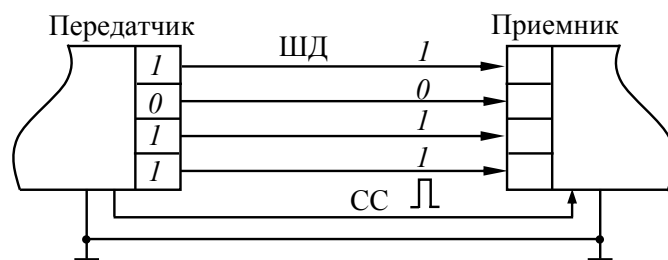


Рис. 6.9. Упрощенная схема импульсного блока питания:
СУ – схема управления

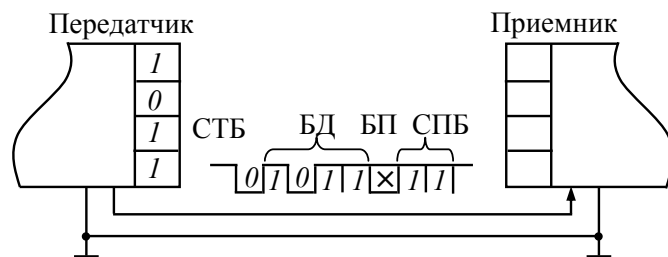
Интерфейсы цифровых устройств. Под интерфейсом понимается совокупность аппаратных, программных и конструктивных средств, необходимых для реализации взаимодействия различных цифровых устройств, объединенных в систему.

По принципу обмена информацией интерфейсы подразделяются на интерфейсы с параллельной и последовательной передачей данных.

Наиболее быстрый обмен информацией между двумя цифровыми устройствами обеспечивает параллельный интерфейс, упрощенная схема которого представлена на рис. 6.10, а.



а)



б)

Рис. 6.10. Варианты обмена информацией

В данном случае по синхронизирующему сигналу СС (в действительности это может быть последовательность из нескольких сигналов управления) передающее устройство выставляет на шину данных ШД одновременно все разряды передаваемого числа, а приемное устройство его считывает. Как видно, параллельный интерфейс требует достаточно сложного тракта передачи, включающего $n + 1$ физические линии при n -разрядном слове передаваемых данных. Чаще всего этот тип интерфейса применяется при передаче информации на небольшие расстояния (например, при связи компьютера с принтером) или при необходимости обеспечить наивысшую скорость обмена.

Технически более просто выполняется интерфейс с последовательной передачей данных. В данном случае слово данных передается последовательно разряд за разрядом. Наиболее распространен асинхронный режим передачи данных (рис. 6.10, б). Асинхронный способ передачи данных требует минимального количества проводов в линии. При асинхронной передаче используют определенные договоренности, позволяющие приемнику распознать не только начало и окончание передачи, но и обнаруживать искажение информации при передаче. Это обеспечивается следующим образом. В режиме ожидания передатчик выдает в линию сигнал логической единицы. Начало передачи приемник распознает по появлению на линии логического нуля. Это так называемый стартовый бит СТБ. Длительность передачи одного бита заранее оговорена, т. е. приемник и передатчик должны быть предварительно настроены. После окончания передачи стартового бита СТБ передатчик передает разряд за разрядом биты данных БД, начиная с младшего разряда. После передачи данных следует так называемый бит паритета БП. Бит паритета по договоренности устанавливается передатчиком в состояние логической единицы, если в бите (слове) данных нечетное число единиц и используется «четный» паритет. И наоборот, в случае договоренности о работе с «нечетным» паритетом биту паритета присваивается нулевое значение. Таким образом, используя бит паритета, приемник способен обнаруживать единичные сбои при передаче данных. Оканчивается сообщение передачей стоповых битов СПБ (1; 1,5 или 2 бита). По сути, стоповые биты определяют минимальный интервал между передачей отдельных слов данных. При асинхронной передаче обычно используется стандартный ряд скоростей: 500, 600, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 58400 бит/с, или бод. Существует достаточно много стандартов на каналы последовательной связи. Стандарты отличаются по скорости обмена, организации, длине линий связи и т. д.

Наиболее известен стандарт *RS252*, применяемый в *IBM*-совместимых ПК. Интерфейс обеспечивает дальность связи до 15 м со скоростью до 19200 бод.

В ряде цифровых реле порт последовательной связи выполнен в стандарте *RS485*. В этом стандарте используются сигналы с уровнями: лог. 0 = 0 В, лог. 1 = +5 В. Стандарт *RS485* требует симметричный канал (витая пара). Обеспечивает связь сегментами длиной до 1200 м с возможностью подключения до 32 узлов на сегмент; минимальное сопротивление нагрузки – 60 Ом; скорость обмена – до 10 Мбит/с.

Таким образом, порты у цифрового реле и персонального компьютера выполнены в разных стандартах, что исключает их непосредственное соединение. Для их соединения требуется элемент, называемый преобразователем протоколов.

Проводные каналы связи. Передача импульсов по электрическому каналу с ограниченной полосой пропускания $\Delta f = f_{\max} - f_{\min}$ сопровождается задержкой и искажением формы передаваемого импульса (рис. 6.11).

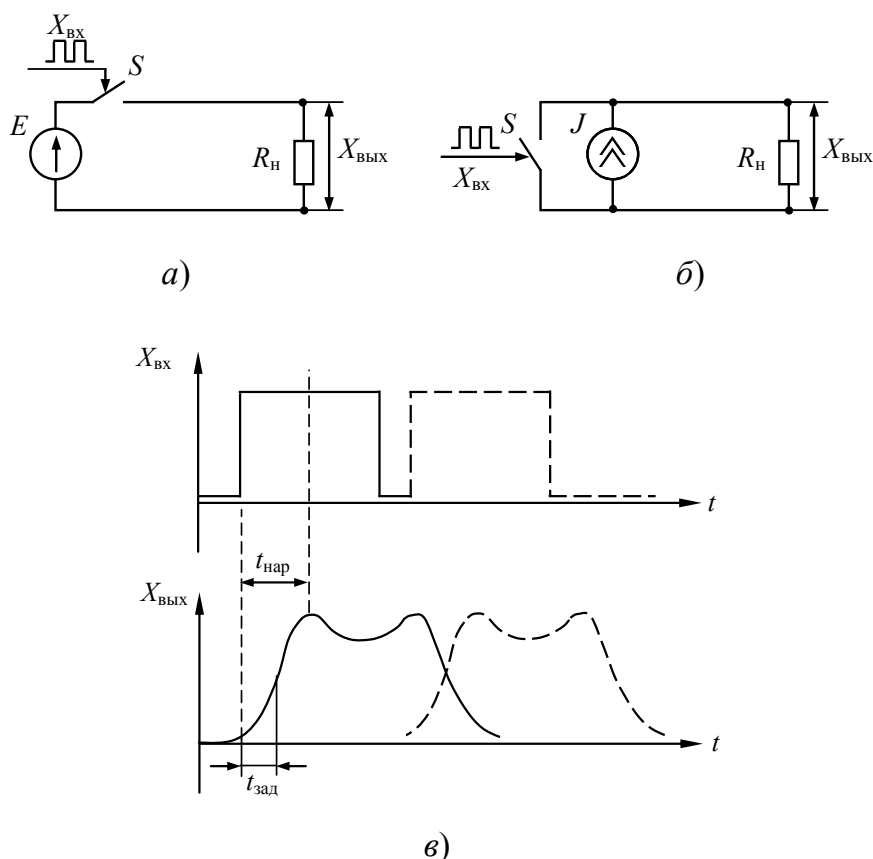


Рис. 6.11. Искажения сигнала при передаче по реальному каналу:

$X_{ВХ}$ – входной сигнал; $X_{ВЫХ}$ – выходной сигнал;

$t_{нар}$ – время нарастания сигнала; $t_{зад}$ – время задержки сигнала

На рис. 6.12 представлена схема передачи информации с использованием волоконно-оптического канала связи.

Основными компонентами этой системы являются: оптический излучатель VD , световод C и светочувствительный элемент (фотоприемник) VT . В качестве излучателей используются полупроводниковые светодиоды и последнее достижение оптоэлектроники – недорогие твердотельные диодные лазеры. В отличие от диффузионных светодиодов, лазеры являются источниками когерентного излучения. Обычно используется излучение с длиной волны 800 нм (инфракрасная область невидимого спектра). В качестве детекторов используются фототранзисторы и *pin*-диоды. Последние являются высококачественными оптическими детекторами со временем срабатывания в несколько наносекунд и чувствительностью до 1000 фотонов/с.

Движение света вдоль криволинейного световода происходит при многократном внутреннем отражении луча на границе световод-оболочка.

Волоконно-оптический кабель (ВОК) является сложным сооружением, где, кроме обеспечения минимальных потерь энергии при передаче, особое внимание уделено защите световода от внешних воздействий. Существует несколько типов ВОК. Самым дешевым является волокно со ступенчатым изменением коэффициента преломления. Часто для этой цели используется оптически прозрачная пластмасса. Минимальные потери в пластмассовом волокне наблюдаются в области видимого (красного) излучения. С помощью пластмассовых световодов можно передавать данные на расстояние до нескольких десятков метров. В кабелях более высокого качества используется кварцевое волокно. Кварцевые светодиоды бывают со ступенчатым и плавным изменением коэффициента преломления (лучше). Последним достижением волоконно-оптической дальней связи является передача информации на частотах до 4 ГГц и на расстоянии 120 км без повторителей.

Световоды, по сравнению с электрическими кабелями, обладают рядом достоинств:

- высокая помехозащищенность в условиях электромагнитных полей;
- большая пропускная способность. По сравнению с коаксиальными кабелями, в которых скорость и потери существенно зависят от частоты, дисперсия (зависимость фазовой скорости волны от частоты)

ВОК незначительна, а следовательно, в них в меньшей степени наблюдается уширение импульсов;

– безопасность при эксплуатации. Исключается вынос электрического потенциала из электроустановки; невозможно возгорание кабеля по причине КЗ;

– не используется дефицитная медь, что делает их потенциально дешевле в перспективе при отработке технологии производства оптоволокна;

– высокие эксплуатационные характеристики: малый радиус изгиба, не критичность к условиям прокладки (возможна прокладка рядом с силовыми кабелями), малые массогабаритные показатели и т. д.

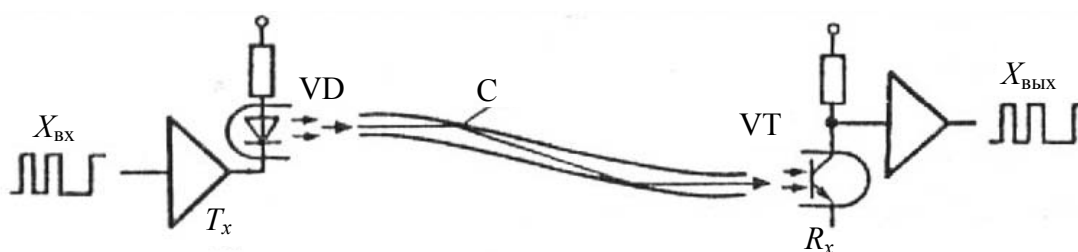


Рис. 6.12. Схема передачи информации с использованием волоконно-оптического канала связи

Существенным недостатком ВОК является сложность сопряжения (стыковки) световодов между собой, а также с излучателями и приемниками сигналов. Это обуславливается и малым сечением волокна (диаметр 0,125 мм и менее), и необходимостью выполнения среза волокна строго перпендикулярно его оси и обработки среза с высокой точностью чистоты для минимального затухания. По этой причине одножильные кабели протяженностью до нескольких десятков метров в настоящее время считаются неремонтопригодными. Однако технология сращивания оптических кабелей быстро совершенствуется.

При использовании ВОЛС цифровые устройства защиты необходимо дооснащать модулем оптикоэлектронного преобразования. Такой модуль может быть как встроенным, так и внешним.

В качестве примера рассмотрим организацию ВОЛС между цифровыми устройствами верхнего уровня АСУ ТП (рис. 6.13). На схеме приняты следующие сокращения: R_x (Receiver) – приемник сигнала T_x (Transmitter) – передатчик сигнала.

Под шиной связи понимается совокупность аппаратных средств связи и правил формирования передаваемых сообщений, оговоренных в протоколе обмена. Физически шина представляет собой оптоволоконную петлю, последовательно связывающую отдельные реле и устройство верхнего уровня. Передача сигнала только в одном направлении существенно упрощает конструкцию оптоэлектронных преобразователей. Сообщения, передаваемые по оптической петле, циркулируют от одного оптоэлектронного преобразователя к другому до тех пор, пока не найдут своего адресата.

Для практических целей можно применять следующее соотношение между предельной скоростью передачи импульсов V_{\max} (измеренной в бодах; бод – это скорость передачи, исчисляемая в тактах за секунду) и полосой пропускания канала Δf (задаваемой в герцах (Гц)):

$$V_{\max} \leq 2\Delta f. \quad (6.1)$$

Как видно, узкополосный канал ограничивает скорость обмена. Например, при передаче информации по телефонному каналу с полосой пропускания $\Delta f = 5200$ Гц максимальная скорость будет равна 6400 бод.

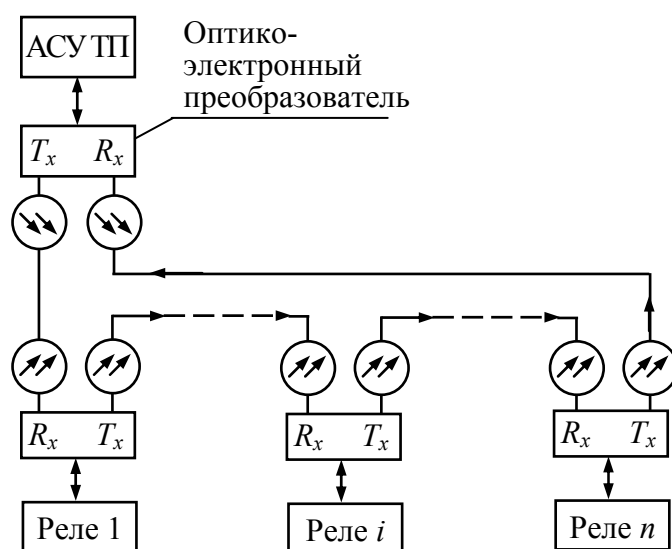


Рис. 6.13. Организация волоконно-оптического канала связи

Для передачи импульсных сигналов по телефонным линиям, рассчитанным на передачу тональных (аналоговых) сигналов, используют модемы. Как следует из названия, модем (МоДем = Модулятор +

+ Демодулятор) обеспечивает преобразование импульсных сигналов в тональные сигналы путем модуляции несущей частоты. Современные модемы обеспечивают полнодуплексную связь, т. е. передачу информации по одному телефонному каналу одновременно в обоих направлениях, например, при передаче в одном направлении используется несущая частота 1200 Гц, а в другом – 2400 Гц. Иногда взамен амплитудной модуляции используется частотная или фазовая модуляция. Перспективной является так называемая фазовая манипуляция. В данном случае изменение фазы осуществляют после передачи пары битов (дебита): 00 = 0°; 01 = 90°; 10 = 180°; 11 = –90°. Фазовая манипуляция как бы снижает эквивалентную скорость передачи и способствует повышению пропускной способности канала.

При передаче информации по последовательному каналу связи применяют различные способы проверки достоверности полученной информации. Это и сверка битов паритета с числом единиц в отдельных символах, и сверка суммы кодов всех символов, входящих в сообщение, с контрольной суммой этих кодов, передаваемой в конце сообщения. Все это исключает неправильное восприятие информации приемником. Однако при большом уровне электромагнитных помех эффективная скорость передачи информации по электрическим линиям связи резко падает, т. к. искаженное сообщение приходится повторять. По этой причине в условиях электростанций и подстанций альтернативой электрическим линиям становятся волоконно-оптические линии связи.

Волоконно-оптические каналы передачи информации. Волоконно-оптические системы связи стали развиваться с начала 70-х гг. Им предшествовало появление в начале 60-х гг. лазера – мощного инструмента для передачи информации. Однако естественная среда – атмосфера оказалась нестабильной для организации связи в оптическом диапазоне. Способствовало развитию волоконно-оптических систем и уже отлаженное к этому времени производство сверхчистого кремния, необходимого для получения высококачественного кварцевого стекла.

Для исключения конфликтных ситуаций (одновременной передачи по петле нескольких сообщений) устройство верхнего уровня является ведущим и только ему дается право инициировать обмен информацией. Ведомые устройства могут только отвечать на запросы ведущего устройства.

При необходимости одновременного обращения ведущего устройства ко всем ведомым (например, при синхронизации внутренних часов) используется так называемый широковещательный режим. При этом используется общий для всех ведомых адрес.

6.3. Особенности обработки информации в цифровых реле

Основные характеристики цифровых реле. Цифровые реле обладают всеми достоинствами, достигнутыми с помощью электронных реле с аналоговыми принципами обработки информации: более близкий к единице коэффициент возврата измерительных органов (0,96–0,97 вместо 0,80–0,85 у электромеханических реле), малое потребление мощности от ТТ и ТН (на уровне 0,1–0,5 В · А вместо 10–50 В · А у электромеханических реле). Следует отметить, что при этом электронным реле требуется надежный источник питания. Практически независимо от числа реализуемых функций, цифровое устройство РЗ потребляет от сети оперативного тока мощность порядка 5–20 Вт.

Собственное время срабатывания цифровых реле. Собственное время срабатывания измерительных органов цифровых реле осталось практически таким же, как у их электромеханических аналогов. Это можно объяснить тем, что для определения интегральных параметров контролируемых токов и напряжений (действующих значений, фазовых сдвигов) требуется некоторое время. Так, согласно определению действующее значение периодической временной функции $x(t)$ находится по выражению

$$x_d = \sqrt{\left(\frac{1}{T} \int_t^{t+T} x^2(t) dt \right)}. \quad (6.2)$$

В реальном времени результат вычислений этого интеграла может быть получен только после наблюдения за контролируемым сигналом $x(t)$ в течение отрезка времени, равного периоду T .

Цифровые реле, как и их аналоговые прототипы, в принципе могут формировать сигнал срабатывания и через более короткий отрезок времени, чем период T , если значение контролируемой величины заведомо превышает уставку. Это легко сделать, т. к. численное интегрирование представляет собой подсчет суммы приращений:

$$\int_t^{t+T} x(t) dt = \sum_{i=0}^N x(t_i) \Delta t, \quad (6.3)$$

где $x(t_i)$ – значение подынтегральной функции в узловых точках, взятых на интервале интегрирования; Δt – отрезок времени между двумя точками измерения.

При значениях контролируемой величины, соизмеримых с уставкой, время наблюдения будет стремиться к T .

Кажется, что в условиях, когда входной сигнал представляется только одной гармоникой, на вычисление действующего значения можно тратить меньше времени, т. к. амплитуда синусоиды (соответственно и действующее значение) может быть вычислена после измерения нескольких ее мгновенных значений. Однако в реальных сигналах всегда наряду с интересующей гармоникой присутствуют другие гармоники и апериодические составляющие. Выделение же из сложного сигнала интересующей гармоники требует некоторого времени.

В общем случае, изложенное выше не распространяется на реле, в которых не используется определение интегральных параметров сигнала. Например, в дифференциальной токовой защите теоретически можно производить сравнение мгновенных значений токов в ветвях защищаемой схемы. Однако и в дифференциальных реле приходится сталкиваться с вопросами фильтрации. Фильтрация требуется для подавления помех в рабочих токах и при формировании блокирующих воздействий, например, при бросках тока намагничивания, если речь идет о дифференциальной РЗ трансформатора. Броски тока намагничивания обычно обнаруживаются по факту появления второй гармоники в дифференциальном токе.

Фильтрация сигналов в цифровых реле. Если контролируемый сигнал периодический и существует достаточно длительное время, то для выделения основной гармоники (или любой другой) можно воспользоваться теорией гармонического анализа, в соответствии с которой для определения амплитуды k гармоники потребуется сначала вычислить ее ортогональные составляющие:

$$a_k = \frac{2}{T} \int_t^{t+T} x(t) \cos k\omega t dt, \quad b_k = \frac{2}{T} \int_t^{t+T} x(t) \sin k\omega t dt, \quad (6.4)$$

и только затем – ее амплитуду:

$$X_k = \sqrt{a_k^2 + b_k^2}. \quad (6.5)$$

Как показано, ортогональные составляющие определяются путем интегрирования временной функции $x(t)$ в течение периода T .

Численный способ гармонического анализа применяется в том случае, если функция $x(t)$ известна на промежутке $0 < t \leq T$ только в дискретной системе точек $t_n = nT/N$, $n = 0; 1; \dots; N-1$. Данный спо-

соб также связан с необходимостью использования при вычислениях составляющих, принадлежащих разным моментам времени:

$$\left. \begin{aligned} a_k &= \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x(t_n) \cos\left(2\pi \frac{kn}{N}\right) dt; & b_k &= \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x(t_n) \sin\left(2\pi \frac{kn}{N}\right) dt; \\ X_k &= \sqrt{a_k^2 + b_k^2}. \end{aligned} \right\} \quad (6.6)$$

Наконец рассмотрим работу цифрового фильтра. Цифровой фильтр работает с последовательностью из N выборок $X_{\text{вх } n}$, $n = 0; 1; \dots, N-1$, взятых с интервалом Δt входного сигнала $X_{\text{вх}}(t)$. На выходе фильтра в результате определенных операций возникает последовательность чисел $X_{\text{вых } n}$.

Входной сигнал сложной формы $X_{\text{вх}}(t)$ может быть разбит на достаточно короткие прямоугольные импульсы (рис. 6.14, а). Для любой электрической цепи имеется ее импульсная характеристика $g(t)$, которая определяет процессы в цепи после завершения импульса (рис. 6.14, б). Сигнал на выходе электрической цепи в момент наблюдения n (рис. 6.14, в) вычисляется как сумма откликов цепи на все импульсы в промежутке от $t = 0$ до момента наблюдения n (Δt – длительность отдельного импульса), т. е.

$$X_{\text{вых } n} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \sum_{k=0}^n X_{\text{вх } k} g[(n-k)\Delta t] \approx \sum_{k=0}^n X_{\text{вх } k} g[(n-k)\Delta t]. \quad (6.7)$$

Если используемые при вычислениях весовые коэффициенты $g[(n-k)\Delta t]$ будут совпадать с соответствующими значениями импульсной характеристики какого-либо частотного фильтра, то выходной сигнал цифрового фильтра будет эквивалентен выходному сигналу аналогового фильтра. Идеальный цифровой фильтр должен оперировать с бесконечным числом выборок из входного сигнала, предшествующих моменту вычисления очередной составляющей его выходного сигнала. Реальное цифровое устройство может работать лишь с конечным числом выборок N . Связывая число используемых выборок с некоторым временным окном наблюдения за входным сигналом (рис. 6.14, а), можно отметить следующее.

В первые моменты времени после скачкообразного изменения входного сигнала вычислительное устройство некоторое время будет формировать «неправильный» выходной сигнал. Это поясняют эпюры

сигнала, видимого в окне наблюдения в различные моменты времени (рис. 6.14, б–г). Для наглядности на эпюрах приведены действующие значения тока.

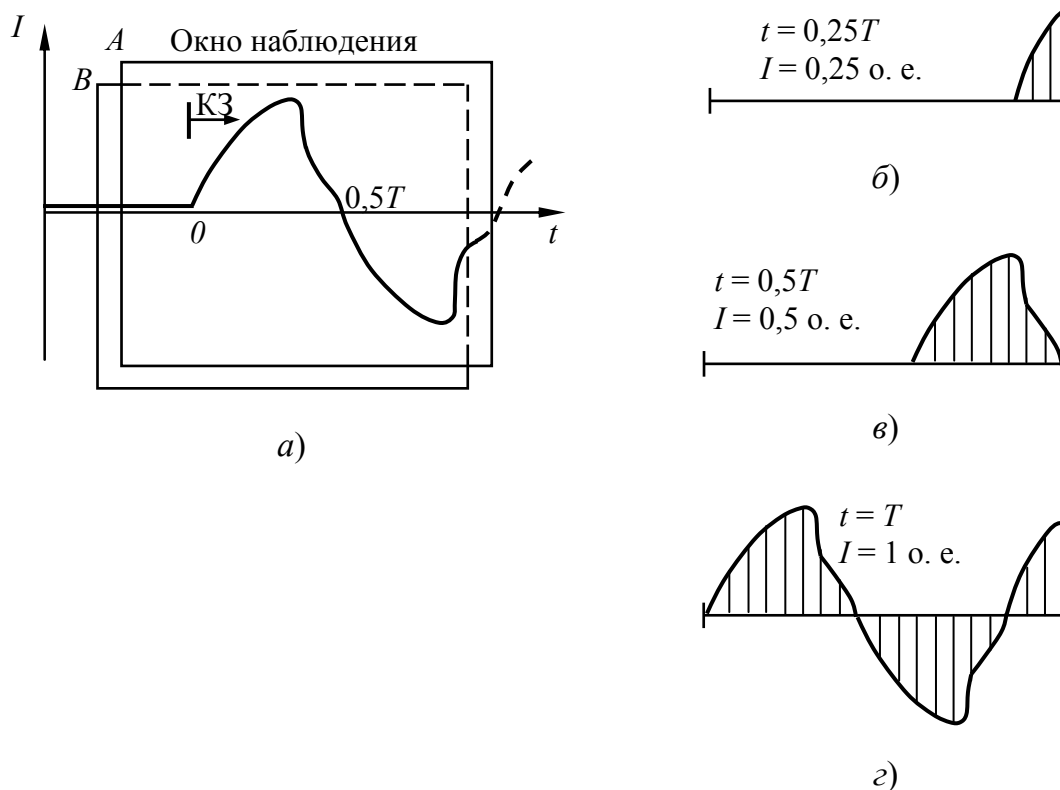


Рис. 6.14. Наблюдение реального сигнала

Выход на установившийся режим работы может быть констатирован, например, по совпадению результатов наблюдения в двух смещенных во времени окнах наблюдения (рис. 6.14, а). Точность вычислений будет тем выше, чем больше выборок находится в окне наблюдения.

Цифровые фильтры имеют ряд преимуществ. Основные из них – надежность в работе и стабильность характеристик, недостижимые в аналоговых фильтрах. Однако, так же как и аналоговые фильтры, цифровые имеют погрешность в части выделения нужной гармоники из сложного сигнала и времени, затрачиваемого на фильтрацию. Для того чтобы отстроиться от аperiodических составляющих, высших гармоник (A_3, A_5 , рис. 6.15), помех (A'_n, A''_n), амплитудно-частотная характеристика (АЧХ) входного тракта реле должна быть подобна характеристике полосового фильтра (кривая a , рис. 6.15).

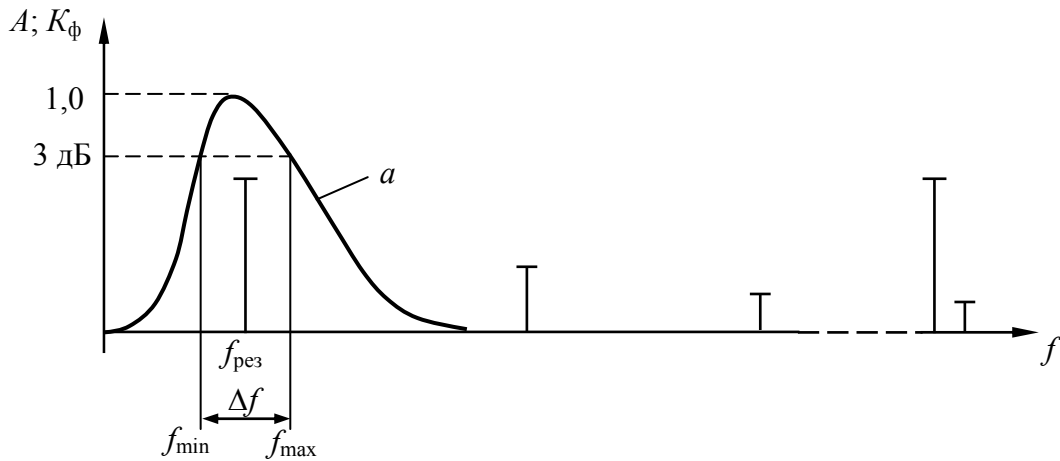


Рис. 6.15. Частотный спектр входного сигнала и АЧХ фильтра:
 f – частота сигнала; A – амплитуда сигнала;
 K_{ϕ} – коэффициент передачи фильтра

Качество полосового фильтра характеризуется его полосой пропускания, определяемой на уровне, когда коэффициент передачи фильтра K_{ϕ} уменьшается на 5 дБ. По аналогии с колебательным контуром для полосовых фильтров введено понятие добротности:

$$Q = f_{\text{рез}} / (f_{\text{max}} - f_{\text{min}}), \quad (6.8)$$

где $f_{\text{рез}}$, f_{max} , f_{min} – соответственно резонансная, максимальная и минимальная частоты, характеризующие фильтр.

Время затухания собственных переходных процессов в полосовом фильтре второго порядка определяется выражением

$$t_{\text{пер}} = 6Q / (2\pi f_{\text{рез}}), \quad (6.9)$$

т. е. чем выше добротность, тем дольше длится переходный процесс в фильтре. Например, длительность переходного процесса в полосовом фильтре, имеющем добротность $Q = 5$ и настроенном на выделение гармоники промышленной частоты ($f_{\text{рез}} = 50$ Гц), около пяти периодов:

$$t_{\text{пер}} = 6Q / (2\pi f_{\text{рез}}) = 6 \cdot 5 / 314 \approx 0,1 \text{ с} = 57. \quad (6.10)$$

К таким же результатам можно прийти, используя спектральный подход к описанию электрических колебаний. Сужение полосы пропускания улучшает помехозащищенность реле, т. к. большинство помех является импульсными сигналами (грозовые разряды, коммутационные перенапряжения и т. д.), а следовательно, имеют

протяженные спектральные характеристики. При этом чем уже полоса пропускания входного тракта реле, тем меньшая доля энергии помехи будет добавляться к рабочему сигналу. Однако слишком узкополосный входной тракт реле приводит к неприемлемому снижению быстродействия реле. Для повышения быстродействия РЗ лучше применять фильтры меньшей добротности.

Алгоритмы работы измерительных органов

Измерение величины тока или напряжения. Цифровое реле непрерывно измеряет фазные токи и напряжения, затем сравнивает их с уставками и при необходимости эти величины передаются на дисплей. В соответствии с теорией гармонического анализа для измерения гармонического сигнала, представленного в дискретной форме, сначала необходимо разложить его на ортогональные (синусную и косинусную) составляющие, а затем вычислить амплитуду и действующее значение.

На рис. 6.16 представлена структурная схема алгоритма измерения амплитуды гармонического входного сигнала, на котором фазосдвигающие элементы обозначены ФС1 и ФС2.

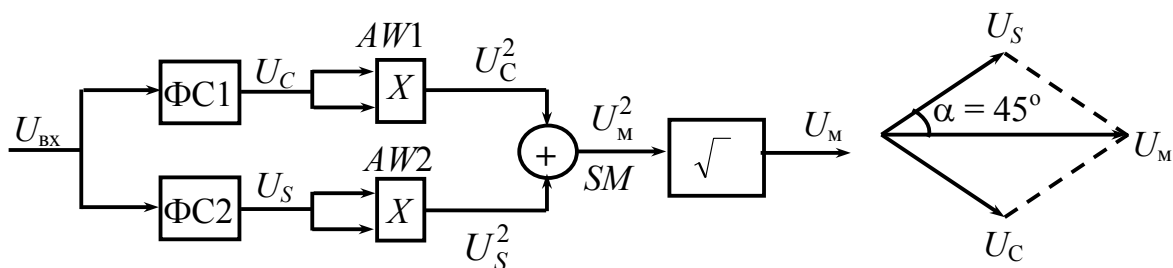


Рис. 6.16. Алгоритм измерения амплитуды входного сигнала

В качестве ФС можно применить два цифровых фильтра с фазоразностными частотными характеристиками, например, имеющие передаточные функции 2-го и 3-го порядков. В данном случае входной сигнал U_{BX} может быть не отфильтрованным. Однако при использовании на входе реле полосно-пропускающего цифрового фильтра, формирователи ортогональных составляющих выполняются программным способом. Мгновенное значение синусной составляющей определяется как среднее из двух мгновенных значений входного сигнала, разделенных шагом дискретизации T :

$$U_s = [U_{BX(i-1)} + U_{BXi}] / 2.$$

Мгновенное значение косинусной составляющей определяется как приближенное значение первой производной входного сигнала. Для этого вычисляется разность двух дискретных значений, которая затем делится на ωT :

$$U_c = [U_{\text{вх}(i-1)} - U_{\text{вх}i}] / \omega T.$$

После численного интегрирования на отрезке времени t получим:

$$U_s = U_M \sin(\omega t + \alpha); \quad U_c = U_M \sin(\omega t + \alpha).$$

Ортогональные составляющие с помощью перемножителей AW_1 и AW_2 возводятся в квадрат:

$$U_s^2 = U_M^2 \sin^2(\omega t + \alpha) = \frac{U_M^2}{2} [1 + \cos(2\omega t + \alpha)];$$

$$U_c^2 = U_M^2 \cos^2(\omega t + \alpha) = \frac{U_M^2}{2} [1 + \cos(2\omega t + \alpha)].$$

Выходные напряжения перемножителей содержат гармонические составляющие удвоенной частоты, находящиеся в противофазе. После их суммирования сумматором SM они взаимно уничтожаются, т. е.

$$U_s^2 + U_c^2 = U_M^2.$$

Таким образом, на выходе сумматора появляется постоянное напряжение величиной, пропорциональной квадрату амплитуды измеренного сигнала. Для определения амплитуды из полученной величины извлекают квадратный корень, а для определения действующего значения еще и делят на $\sqrt{2}$.

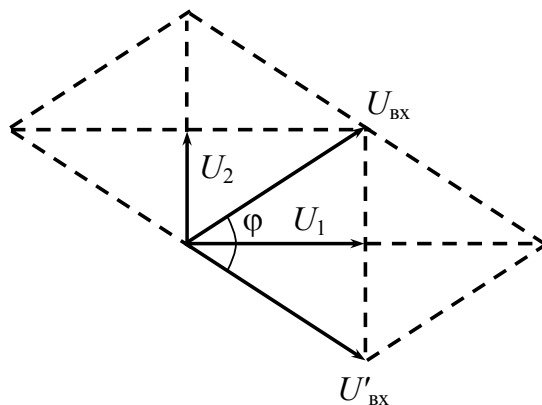


Рис. 6.17. Способ определения ортогональных составляющих

По другому способу разложения на ортогональные составляющие вектор входного сигнала сначала сдвигают по фазе в сторону отставания на произвольный угол φ без изменения его модуля (сигнал $U'_{\text{вх}}$, рис. 6.17), затем геометрически складывают и вычитают векторы $U_{\text{вх}}$ и $U'_{\text{вх}}$. Полученная полусумма соответствует вектору U_1 , а полуразность – вектору U_2 . Амплитуда сигнала $U_{\text{вх}}$ определяется как среднее геометрическое значений U_1 и U_2 . Измерение амплитуды цифровым способом происходит практически непрерывно, пока длится входной гармонический сигнал, в отличие от время-импульсного способа, когда измерения происходят в момент амплитуды, т. е. один раз за полпериода. В этой связи точность измерения и быстродействие при цифровом способе существенно выше.

Измерение угла фазового сдвига. Алгоритм измерения цифровым реле величины фазового сдвига между двумя векторами гармонических сигналов заключается в следующем.

Две входные величины U_1 и U_2 разлагаются на свои ортогональные составляющие U_{s1} , U_{c1} и U_{s2} , U_{c2} . Затем определяются фазовые углы векторных величин U_1 , U_2 по следующим выражениям:

$$\varphi_1 = \arctg \frac{U_{s1}}{U_{c1}}; \quad \varphi_2 = \arctg \frac{U_{s2}}{U_{c2}}.$$

Искомый угол φ определяется как $\varphi = \varphi_1 - \varphi_2$.

Очевидно, что цифровым способом указанный алгоритм реализовать гораздо проще, чем аналоговым.

Измерение частоты. Частоту синусоидального сигнала можно определить по двум отсчетам мгновенных значений ортогональных составляющих напряжения:

$$f = \frac{1}{2\pi \cdot \Delta t} \arccos \frac{U_{s(i)}U_{s(i-1)} + U_{c(i)}U_{c(i-1)}}{U_{s(i)}^2 + U_{c(i)}^2},$$

где Δt – шаг дискретизации; (i) – последующее измерение; $(i-1)$ – предыдущее измерение.

Цифровые измерительные органы сопротивления. Реле сопротивления применяются в дистанционных защитах от междуфазных КЗ на линиях напряжением 110 кВ и выше. В современном исполнении для защиты линий выпускаются цифровые реле типа REL511 и др. Программная реализация цифрового измерительного органа (ЦИО) сопротивления выполняется на основе непосредственного расчета сопротив-

ления петли КЗ путем деления воздействующих на реле величин напряжения и тока, т. е. $Z_p = \underline{U}_p / \underline{I}_p$. При этом характеристика срабатывания ЦИО в комплексной плоскости сопротивлений должна задаваться аналитическим уравнением или системой уравнений.

Рассмотрим алгоритм работы ЦИО сопротивления, имеющего четырехугольную характеристику срабатывания (рис. 6.18). Такая характеристика хорошо отстроена от минимального сопротивления на грузочного режима линии.

Алгоритм состоит из двух частей: расчета сопротивления Z и формирования условий срабатывания ЦИО.

Мгновенные значения подаваемых на реле величин напряжения U_p и тока i_p представляются в виде ортогональных составляющих U_s, U_c и i_s, i_c . Тогда активная и реактивная части сопротивления реле Z_p определяются следующими соотношениями:

$$\underline{Z} = R + jX = (U_c + jU_s) / (i_c + ji_s) = \overbrace{\frac{U_c i_c + U_s i_s}{i_c^2 + i_s^2}}^R + j \overbrace{\frac{U_s i_c + U_c i_s}{i_c^2 + i_s^2}}^X.$$

Таким образом, если конец вектора сопротивления петли КЗ \underline{Z} будет расположен внутри четырехугольника, то реле срабатывает. Следует отметить, что на реле сопротивления подаются разность фазных токов и междуфазное напряжение, например:

$$\underline{I}_p = \underline{I}_A - \underline{I}_B; \quad \underline{U}_p = U_{AB}.$$

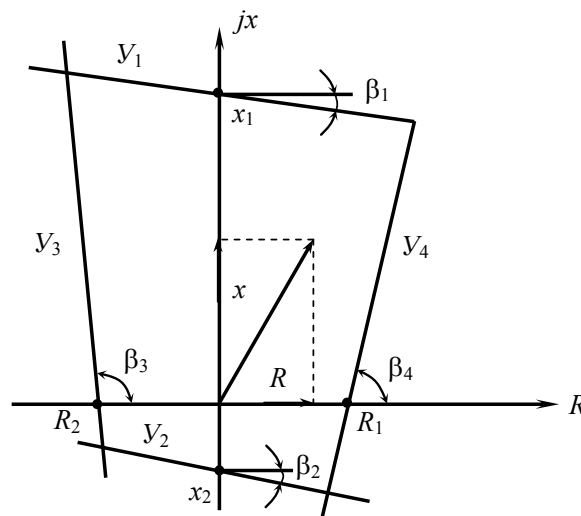


Рис. 6.18. Четырехугольная характеристика срабатывания реле сопротивления в комплексной плоскости сопротивлений

Некоторые типы реле сопротивления имеют характеристику срабатывания в виде окружности, проходящей через начало координат. В данном случае для срабатывания реле должно выполняться условие:

$$(R - R_0)^2 + (X - X_0)^2 \leq Z_{с.р.}^2,$$

где R_0 , X_0 – заданные координаты центра окружности, т. е. уставки реле; $Z_{с.р.}$ – диаметр окружности (сопротивление срабатывания реле).

6.4. Особенности эксплуатации микропроцессорных защит

Надежность функционирования систем с цифровыми реле. Одной из особенностей цифровых устройств является относительная простота организации контроля исправности аппаратной части и программного обеспечения. Этому благоприятствует циклический режим работы микропроцессора по заложенной в реле программе. Отдельные фрагменты этой программы и выполняют самотестирование устройства защиты. В арсенале разработчиков цифровой аппаратуры имеется целый набор типовых решений в части тестирования. В цифровых реле при самоконтроле используются следующие приемы.

Неисправность тракта аналого-цифрового преобразования с большой глубиной охвата входящих в него узлов обнаруживается путем периодического считывания опорного (неизменного по времени) напряжения. Если МП обнаруживает расхождение между последним и ранее полученным результатом, то он формирует сигналы неисправности.

Исправность ОЗУ проверяют, записывая в ячейки заранее известные числа и сравнивая результаты, получаемые при последующем считывании.

Рабочая программа, хранимая в ПЗУ, периодически рассматривается МП как набор числовых кодов. Микропроцессор выполняет их формальное суммирование, а результат сравнивает с контрольной суммой, хранимой в заранее известной ячейке. Целостность обмоток выходных реле проверяется при кратковременной подаче на них напряжения и контроле обтекания их током. Периодически выполняется самотестирование МП, измеряются параметры БП и других важнейших узлов устройства.

На случай выхода из строя самого МП, осуществляющего самоконтроль, в цифровых устройствах предусматривается специальный

сторожевой таймер «*watch dog*». Это несложный, а, следовательно, очень надежный узел. В нормальном режиме МП посылает в этот узел импульсы с заданным периодом следования. С приходом очередного импульса сторожевой таймер начинает отсчет времени. Если за отведенное время от МП не придет очередной импульс, который сбрасывает таймер в исходное состояние, то таймер воздействует на вход возврата МП в исходное состояние. Это вызывает перезапуск управляющей программы. При неисправности МП «зависает», устойчиво формируя 0 или 1. Это обнаруживает сторожевой таймер и формирует сигнал тревоги. При необходимости блокируются наиболее ответственные узлы устройства защиты.

Безусловно, тестирование не может обеспечить 100 % выявления внутренних дефектов изделия. Глубина тестирования целиком находится в компетенции разработчика, т. к. тестирование выполняется с учетом особенностей конкретного устройства и, в общем случае, неизвестна пользователю. Реально тестированием удастся охватить примерно 80–95 % всех элементов изделия. Однако разработчик, заинтересованный в достижении максимального совершенства своего продукта, стремится предпринять все возможное для достижения этого.

Надежность функционирования любого устройства следует рассматривать в двух аспектах: надежность самого устройства и надежность функционирования всей системы, в состав которой входит данное устройство. Надежность аппаратной части какого-либо устройства в первую очередь определяется количеством затраченных на его изготовление комплектующих изделий и их качеством. Для примера предположим, что два устройства с одними и теми же функциями выполняются соответственно на аналоговом и цифровом принципах из комплектующих (резисторов, конденсаторов, диодов и т. п.) с близкими показателями по надежности. Очевидно, что более надежным окажется устройство, выполненное с использованием меньшего числа элементов. У аналоговых устройств объем аппаратной части V растет пропорционально с увеличением числа реализуемых функций и их сложности S , а у цифровых устройств объем аппаратной части остается практически неизменным при вариациях сложности алгоритма в достаточно широких пределах.

С другой стороны, для цифровых устройств характерен непрерывный автоматический контроль аппаратной части и программного обеспечения. Самоконтроль существенно повышает надежность РЗ как системы, благодаря своевременному оповещению персонала о случаях отказа аппаратной части. Это позволяет незамедлительно

принимать меры по восстановлению работоспособности системы РЗ. В аналоговых системах РЗ, как правило, предусматривается лишь периодический тестовый контроль работоспособности аппаратной части, причем с участием человека. При периодическом контроле возможна эксплуатация неисправной системы РЗ в течение достаточно длительного времени – до момента очередной плановой проверки. Таким образом, можно говорить о более высокой надежности функционирования цифровых устройств. Следовательно, цикл их технического обслуживания может быть теоретически увеличен до 10–12 лет. Однако пока отсутствует необходимый практический опыт, подтверждающий это положение. Поэтому в энергосистемах существует мнение, что цикл их технического обслуживания следует сохранить на уровне микроэлектронных защит – 6 лет. Однако, учитывая наличие автоматического контроля, объем проверки может быть существенно уменьшен. Кроме того, следует иметь в виду, что в состав защиты входят также цепи вторичной коммутации, которые практически не изменились и по-прежнему требуют периодической проверки. Еще одно обстоятельство следует иметь в виду: при наладке устройства защиты из-за недостаточного знания аппаратуры вполне могут быть внесены ошибки, поэтому следует сохранить и первый профилактический контроль, призванный обнаружить и устранить ошибки, а также выявить приработочные отказы.

Следует также представлять себе, что если защита в процессе контроля выявила неисправность, то оборудование оставлено без защиты. Поэтому в силе должны быть оставлены требования о ближнем и дальнем резервировании. То есть следует позаботиться о резервной защите на ответственных элементах, особенно в тех случаях, когда дальнейшее резервирование неэффективно.

Помехозащищенность цифровых реле. Помехозащищенность – это способность аппаратуры правильно функционировать в условиях электромагнитных помех.

Необходимая помехозащищенность обеспечивается только при комплексном решении ряда вопросов:

- обеспечение должного превышения уровней информационных сигналов над уровнем помех. В этой связи в энергетике используются сигналы с номинальными уровнями 1 А и более, 100 В и выше;
- правильная прокладка линий связи датчиков информации с устройствами РЗ, а при необходимости – защита линий связи от действия помех и подавления самих помех;
- правильное конструирование аппаратной части устройства РЗ.

Если решение последнего вопроса находится исключительно в ведении разработчиков аппаратуры, то вопросы защиты каналов связи от помех должны решаться на стадии проектирования и в ходе эксплуатации системы защиты. Рассмотрим устройство РЗ с этих позиций.

Проникновение помех в реле и линии связи. Как правило, входная часть устройства защиты выполняется по схеме (рис. 6.19). При этом рабочий сигнал E_c передается по двухпроводной линии в виде разности потенциалов или током. Обычно входным воспринимающим элементом устройства является промежуточный трансформатор T . Как уже отмечалось, трансформатор обеспечивает одновременно и преобразование подводимых сигналов, и гальваническое разделение внутренних и внешних цепей.

Помехи могут наводиться как между проводами линии связи (помехи дифференциального или поперечного вида $E_{п.д}$), так и между любым проводом линии и землей (синфазные или продольные помехи $E_{п.с}$).

Синфазные помехи $E_{п.с}$ опасны для дифференциальных приемников. Проникая внутрь устройства по паразитным емкостным связям $C_{п}$, эти помехи затем могут накладываться на рабочий сигнал, который внутри устройства, как правило, является синфазным и передается относительно общей шины нулевого потенциала.

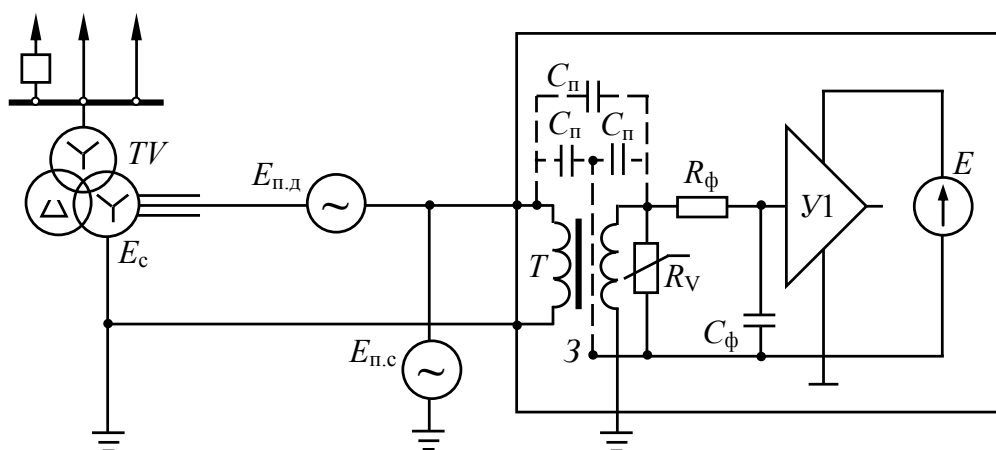


Рис. 6.19. Входной тракт устройства РЗА

Поэтому конструкторы аппаратуры применяют меры, чтобы максимально ослабить паразитные (емкостные) связи между первичной обмоткой промежуточного трансформатора T и элементами внутренней схемы устройства.

Что касается дифференциальных помех $E_{п.д}$, то наиболее действенным способом является максимальное ограждение линий связи от воздействия источников помех, если источник помехи неустраим. Для этого необходимо знать, как помехи попадают в линию связи.

Принято различать гальванический, электростатический и индуктивный пути проникновения помех из одной электрической цепи в другую.

Гальваническая связь – это непосредственная связь цепи приемника полезного сигнала с цепью, где расположен источник помехи. Чаще всего этот путь возникает из-за наличия общего проводника в рассматриваемых цепях. Принято считать, что «земля» во всех точках имеет потенциал, равный нулю. Это неверно. Рассмотрим совместную работу сильноточной и слаботочной цепей (рис. 6.20, а).

В данном случае система заземления используется в качестве одного из проводников цепи передачи информации от источника сигнала E_c к устройству $У1$ и далее к устройству $У2$. Одновременно система заземления использована в качестве обратного провода сильноточной цепи. Такая ситуация наиболее типична для внутренних схем различной аппаратуры, когда шина нулевого потенциала одновременно используется в электрических цепях, существенно различающихся по мощности. Однако подобная ситуация возникает в любой другой слаботочной системе при передаче сигналов относительно общего провода. Источники мощных сигналов создают большие токи, протекающие по земле. Например, это наблюдается при замыканиях на землю в сетях с эффективно заземленной нейтралью или при проведении электросварочных работ.

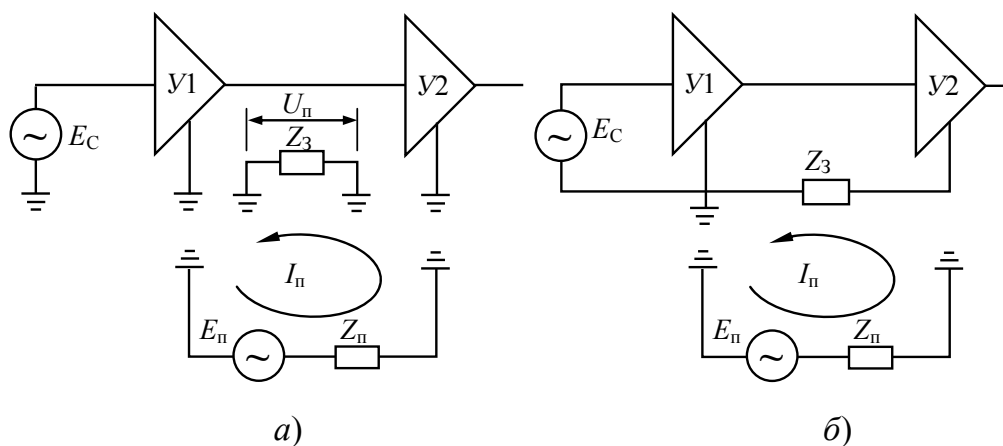


Рис. 6.20. Проникновение помех при непосредственной связи цепей:
 а – многоместное заземление слаботочной цепи;
 б – заземление слаботочной цепи в одной точке

Очевидно, что напряжение помехи, наводимое в слаботочной цепи, будет равно:

$$U_{\Pi} = \frac{E_{\Pi} \cdot Z_3}{Z_{\Pi} + Z_3},$$

где Z_3 – сопротивление цепи через землю.

Снижению уровня такого рода помех благоприятствует только увеличение сечения шины заземления. Однако и увеличение сечения общей шины может оказаться неэффективным в случае высокочастотных помех, когда начинает проявляться индуктивный характер сопротивления шины. Кардинальное решение проблемы защиты от проникновения помех по земле – это заземление слаботочных цепей только в одной точке (рис. 6.20, б).

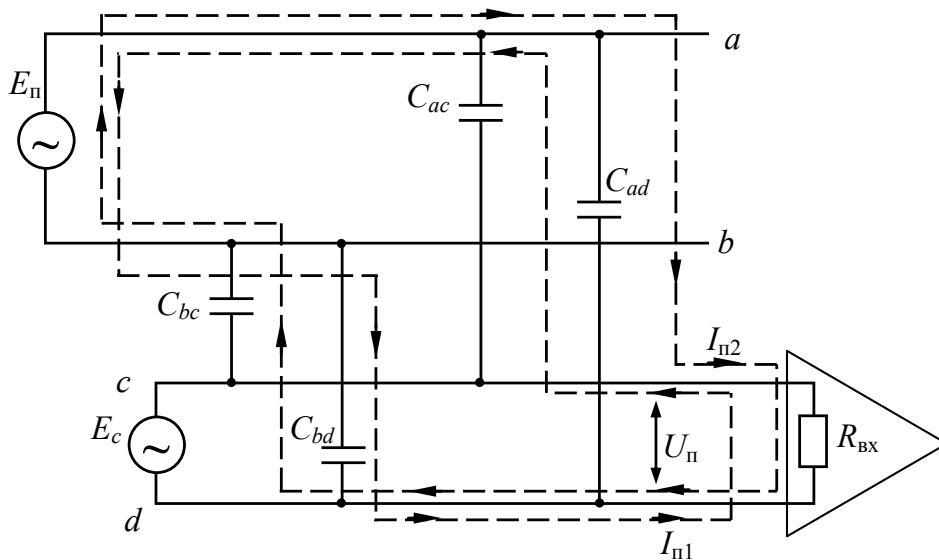


Рис. 6.21. Схема проникновения помех по емкостным связям

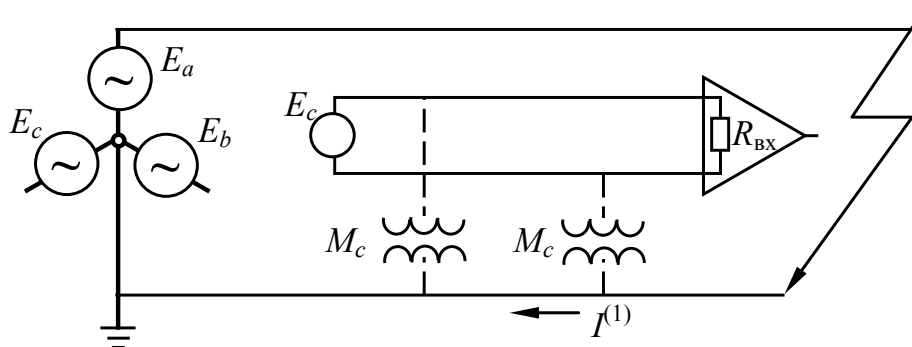


Рис. 6.22. Образование помех при замыкании на землю

Электростатическая (емкостная) связь электрических цепей. Паразитная связь этого вида главным образом возникает в схемах с контурами с большим сопротивлением, когда проводники таких цепей генерируют и воспринимают электрические поля. Помехи между цепями такого рода еще называют перекрестными. Наиболее неблагоприятным случаем является близкое расположение проводников разных цепей на значительном расстоянии.

Напряжение помехи $U_{\text{п}}$ на входе приемника (рис. 6.21) определяется разностью токов $I_{\text{п1}}$, $I_{\text{п2}}$, создаваемых источником помехи за счет перекрестных емкостных связей проводов этих двух цепей. Помеха на входе приемника ($R_{\text{вх}}$) будет равна:

$$U = (I_{\text{п1}} - I_{\text{п2}})R_{\text{вх}} = E_{\text{п}}R_{\text{вх}} / [R_{\text{вх}} + k(1/\Delta C)], \quad (6.11)$$

где $k(1/\Delta C)$ – слагаемое, зависящее от разности емкостей проводов.

Разность отмеченных токов обусловлена асимметрией паразитных емкостей между проводниками рассматриваемых цепей.

Эффективные способы борьбы с помехами этого рода – скрутка проводов и применение электростатических экранов. Скрутка способствует выравниванию емкостей между проводами, т. е. стремлению к нулю, а экранирование уменьшает емкость связи как таковую. Отсюда следует, что нежелательно использовать для образования канала связи жилы из разных кабелей.

Индуктивная связь. Данный тип связи характерен для цепей с малым сопротивлением. Чаще всего индуктивная связь проявляется при замыкании на землю в трехфазных сетях. При междуфазных КЗ внешнее поле трехфазной линии относительно мало, вследствие близкого расположения проводов и равенства нулю суммы фазных токов. При замыкании на землю (рис. 6.22) образуется контур протекания тока больших геометрических размеров. В сетях с эффективно заземленной нейтралью в таких контурах протекают очень большие токи нулевой последовательности, наводя помехи в рядом расположенных электрических цепях. Как и в случае емкостной связи цепей, уровень наводимой помехи определяется разностью взаимоиндукции проводов слаботочной цепи по отношению к сильноточному контуру. Наибольший уровень наводимой помехи наблюдается в контуре с малым сопротивлением. Для борьбы с помехами, наводимыми за счет индуктивной связи, используют все мероприятия, рассмотренные для случая электростатической связи.

Как видно, помехи попадают в линию связи разными путями. В реальной ситуации проявляются одновременно все виды паразитной связи.

Эффективность экранирования кабелей связи. Экранирующее действие металлической оболочки кабеля объясняется тем, что в ней наводятся токи, создающие поле, которое компенсирует вызывающее их внешнее поле. Для эффективного экранирования толщина стенок экрана должна быть соизмерима с длиной волны электромагнитного поля в веществе экрана. Например, на промышленной частоте $F = 50$ Гц медный экран эффективен лишь при толщине стенок 6 см, а железный – при толщине 4,5 мм; на частоте 500 кГц для медного экрана это составит около 0,6 мм, а для железного – 0,05 мм. Несмотря на очевидные достоинства ферромагнитных экранов, на практике применяют экраны из хорошо проводящих материалов, т. к. магнитная проницаемость ферромагнитных веществ сильно зависит от напряженности внешнего поля. При насыщении ферромагнитного экрана его экранирующие свойства резко ухудшаются.

Кабели с экранами из немагнитного материала наиболее эффективны при защите от электростатических и высокочастотных электромагнитных полей. Для защиты от низкочастотных электромагнитных полей потребовались бы толстостенные ферромагнитные экраны, что практически невыполнимо при протяженных трактах передачи. От этих полей, как уже отмечалось, защищаются скруткой жил кабеля, что уменьшает площадь контура, образуемого жилами, и выравнивает перекрестные емкости и взаимоиндуктивности проводов. Так как часто помехами являются грозовые и коммутационные перенапряжения, представляющие собой кратковременные импульсы и ВЧ-колебания, то применение немагнитных экранов оправдывается, т. к. основная энергия таких помех сосредоточена в высокочастотной области.

Эффективность действия экранов существенно зависит не только от частотного спектра помехи, но и от схемы их заземления, расположения жил кабеля внутри экрана. На рис. 6.23 представлены различные варианты соединения источника сигнала E_c с приемником (нагрузкой R_n) и приведены коэффициенты ослабления помехи.

В качестве исходного случая выбран простейший, когда кабель содержит один сигнальный провод (рис. 6.23, *a*). Снижение уровня наводок в схемах (рис. 6.23, *б–г*) обусловлено уменьшением эффективной площади контура рабочего сигнала. По этой причине в качестве проводников измерительной цепи следует применять жилы, принадлежащие одному контрольному кабелю, и ни в коем случае не

применять жилы разных кабелей. При незаземленном источнике или нагрузке (рис. 6.22, в, д) полезный сигнал распространяется по обратному проводу или экрану кабеля, что уменьшает эффективную площадь контура и тем самым уровень помех. Если ток экрана искажает рабочий сигнал, экран следует заземлять в одной точке: у источника для уменьшения излучаемых помех или у нагрузки для снижения уровня воспринимаемых помех. Экраны кабелей высокочастотных сигналов заземляют у концов и не менее чем через каждые $0,2\lambda$ (λ – длина волны электромагнитного поля) вдоль их длины.

Следует отметить, что прокладка линии связи даже неэкранированным контрольным кабелем вблизи хорошо заземленного проводника (шиной заземления, металлоконструкциями и т. п.) способствует снижению уровня наводимых помех. В системах защиты на базе электромеханических реле не использовались экранированные кабели. Помехозащищенность достигалась за счет относительно высоких уровней информационных сигналов, определенных практикой эксплуатации. Цифровые реле не должны предъявлять особых требований к защите линий связи от внешних электромагнитных полей. Однако в условиях повышенного уровня электромагнитных помех и при плохих контурах заземления, применение экранированных кабелей может быть оправдано.

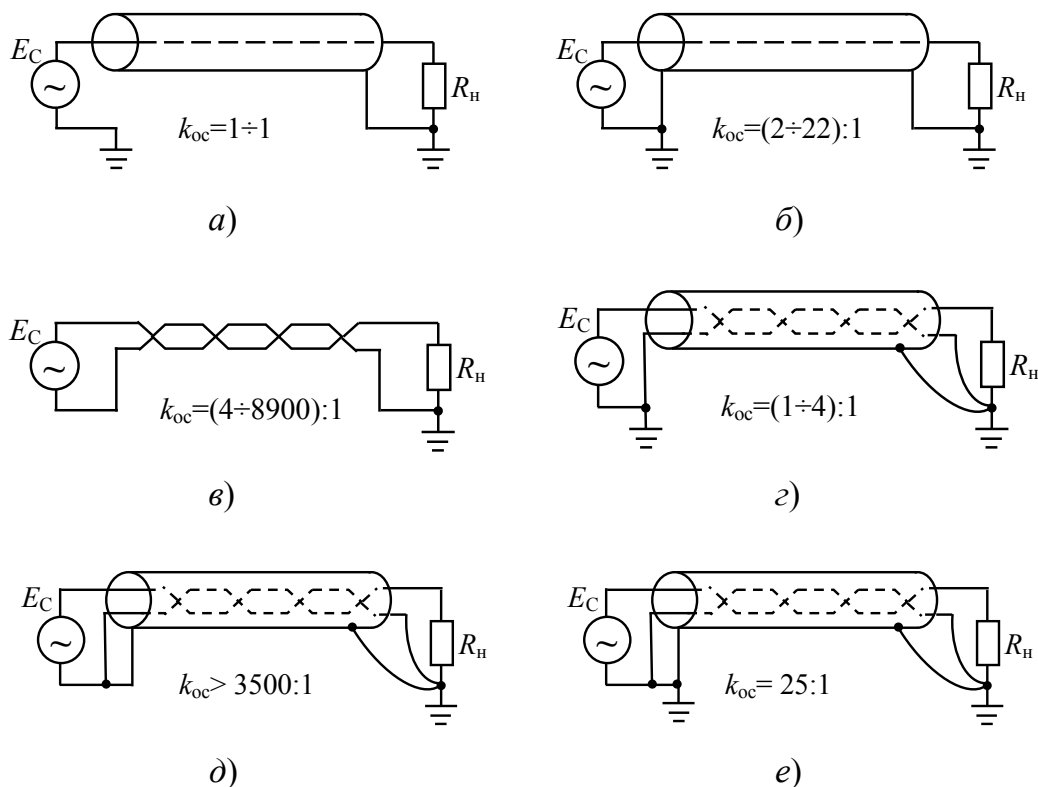


Рис. 6.23. Эффективность различных экранов

Испытания аппаратуры на помехозащищенность. Ввиду того что учесть все паразитные связи между различными цепями реального устройства практически невозможно, единственным критерием должной помехозащищенности аппаратуры могут быть только ее натурные испытания. Причем эти испытания должны проводиться по единым нормам, чтобы можно было сопоставлять оборудование разных фирм.

При проведении испытаний измерительных реле и защитного оборудования во всем мире придерживаются рекомендаций Международной электротехнической комиссии (МЭК).

В соответствии с нормами МЭК при испытаниях тестовые воздействия прикладываются между любыми независимыми входами устройства и между каждым входом и землей. Все зажимы, принадлежащие одному входу, при этом закорачиваются. В нормах МЭК подробно оговариваются параметры источников сигналов и методика испытания. Ниже мы рассмотрим лишь наиболее важные моменты в части проверки помехозащищенности реле.

Испытание на высокочастотные помехи (МЭК 255-22-1). Рекомендуемое тестовое воздействие имитирует помехи коммутационного происхождения. Пачки затухающих высокочастотных колебаний возникают при включении или отключении линий в электрических сетях и при однофазных замыканиях. Частота колебаний, генерируемых сетью, может изменяться от единиц герц до десятков и сотен гигагерц. Все зависит от соотношения распределенных индуктивностей и емкостей сети в каждом конкретном случае. В качестве испытательного воздействия приняты наиболее реальные высокочастотные колебания с амплитудой 2,5 кВ при продольной помехе и 1,0 кВ при поперечной.

Испытание на электростатический разряд (МЭК 255-22-2). При этом испытании внешний электрический заряд переносится на устройство либо через воздушный промежуток (исходный потенциал 8 кВ), либо через емкость 150 пФ при контактном воздействии (исходный потенциал 6 кВ).

Испытания кратковременными импульсами (МЭК 255-22-4). Этот вид тестирующего воздействия также выбран из практических условий. Импульсы наводятся в жилах контрольных кабелей под воздействием грозовых разрядов. Для грозовых импульсов характерен крутой фронт и относительно медленный спад. Однако тестовые импульсы имеют срез и на спаде срезанный импульс, что имитирует работу искровых разрядников, устанавливаемых на линиях для борьбы

с грозowymi перенапряжениями. Обычно подается по три импульса разной полярности с амплитудой до 5 кВ и интервалом 5–10 с.

Испытания диэлектрической прочности изоляции (МЭК 255-5).

При испытании используется напряжение 2 кВ промышленной частоты, подаваемое на оборудование в течение 1 мин. Это испытание фактически дает гарантию безопасности обслуживания устройства, а не проверяет его помехостойкость. На практике подобным воздействиям аппаратура подвергается в случае ее неправильного подключения, переноса потенциалов из смежных цепей и т. д. Таким образом, данный тест характеризует и помехостойкость аппаратуры.

Использование цифровых реле в качестве элементов АСУ ТП.

Цифровые устройства РЗ сегодня становятся частью АСУ ТП.

Главными функциями АСУ ТП являются отображение технологического процесса (на мнемосхемах, в средствах сигнализации об аварийных ситуациях и т. п.), ведение отчетов и обеспечение связи оператора с управляемым им процессом. АСУ ТП являются системами реального времени и в настоящее время строятся на основе персональных и специализированных устройств, с помощью которых обеспечивается связь с датчиками информации, обработка получаемой информации и представление ее в удобном виде для диспетчерского управления.

С позиций АСУ ТП цифровые устройства РЗ являются окончательными устройствами, т. е. терминалами. Поэтому иногда цифровые устройства РЗ называют релейными терминалами.

Программное обеспечение для АСУ ТП непрерывно совершенствуется. Рабочие программы АСУ ТП создаются из готовых библиотечных функций с использованием простых языков программирования. Например, создание рабочего окна на экране ПЭВМ (рис. 6.24) включает несколько этапов:

- создание статического изображения рабочего окна;
- формирование динамических объектов рабочего окна;
- обработку информации: формирование отчетов, построение трендов и т. д. (Тренд – это графическое отображение изменения параметра процесса во времени.)

Рассмотрим данный процесс подробнее. Статическое изображение рабочего окна включает фон (мнемосхему объекта), неизменные надписи и т. п. Для создания статического изображения, как правило, используются внешние графические редакторы, а готовое изображение затем передается в общий программный пакет.

Динамические объекты создаются при помощи специализированного графического редактора, также построенного на основе ис-

пользования библиотечного принципа. Внешний вид динамических объектов может изменяться в зависимости от фактического состояния отображаемого объекта. Например, в поле выключателя формируется изображение либо замкнутого, либо разомкнутого контакта. Динамическим объектам присваиваются логические имена, под которыми они фигурируют в алгоритме управления. При использовании типовых программных пакетов проектировщик АСУ путем ответов на вопросы ПЭВМ осуществляет привязку логических имен динамических объектов к конкретным первичным устройствам ввода-вывода информации (реле, терминалам и т. п.).

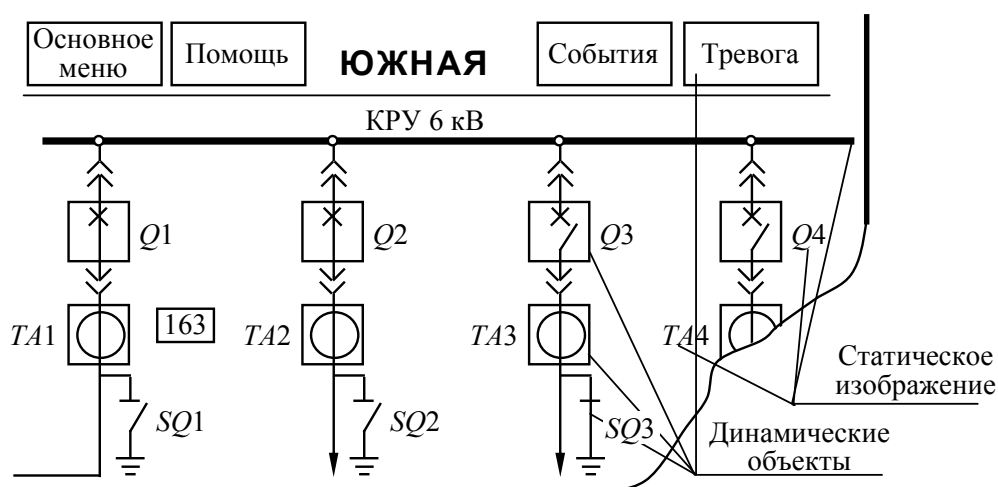


Рис. 6.24. Вывод информации на дисплей

Для описания алгоритмов управления применяются либо специализированные языки с использованием библиотеки логических функций (типа И, ИЛИ и т. д.) либо простые языки высокого уровня, например, BASIC.

Обычно библиотеки программного обеспечения для АСУ ТП содержат типичный набор функций для реализации:

- органов управления (выключателей, разъединителей и т. п.);
- экранных элементов для отображения параметров процесса (в виде цифровых или аналоговых индикаторов и табло);
- возможности создания и ведения архивов событий и аварий, а также отслеживания параметров процесса с выборкой значений через заданные промежутки времени;
- представления информации в удобном для оператора виде, например, гистограммами или временными графиками;
- средств защиты от несанкционированного доступа в систему с использованием паролей и т. п.

Все микропроцессорные реле концерна *AREVA* оснащены интерфейсом RS485 для организации дистанционной связи (подключения к компьютерной сети удаленной передачи информации). Для подключения к сети микропроцессорные реле объединяются с помощью экранированной витой пары или оптоволоконного кабеля в группы до 52-х и подсоединяются к порту компьютера рабочей станции или шлюза через устройство конвертора протокола. Далее все микропроцессорные (реле) устройства предприятия могут быть объединены в глобальную вычислительную сеть с переводом традиционных функций телемеханики на язык вычислительной техники. Таким образом, все измеренные значения и зафиксированные сигналы могут быть направлены на соответствующий уровень управления, выданы на монитор оперативного персонала для отображения или сохранены в архиве – на магнитном носителе (с сортировкой или без). Дистанционное управление коммутационными аппаратами (включение и отключение) осуществляется оперативным персоналом также по вычислительной сети путем управления срабатыванием соответствующих выходных реле микропроцессорных устройств. Также дистанционно персоналом службы РЗА может быть произведено изменение уставок защит, а также переключение с одной их группы на другую. То или иное дистанционное управление защищается паролем соответствующего уровня доступа.

Таким образом, цифровые реле позволяют создавать локальные (на одном объекте) или глобальные (на предприятии) автоматизированные системы управления электрическими сетями.

Техническое обслуживание цифровых реле. Все виды технического обслуживания, проверки и периодичность их проведения регламентируются правилами технического обслуживания устройств РЗ и автоматики. Требования к техническому обслуживанию конкретного устройства РЗА (объемы, периодичность и методы обслуживания) определяются его изготовителем и включаются в ТЗ, ТУ и инструкции по эксплуатации. Как правило, подготовка цифрового устройства РЗА к работе предусматривает внешний осмотр, проверку сопротивления изоляции, выставление и проверку уставок, тестовую проверку в соответствии с ТО. Производится ранжирование реле, т. е. создание внутренней схемы: назначение входов, выходных реле, светодиодов, ввод или вывод отдельных ступеней защиты. Как было изложено выше, что пока цикл обслуживания целесообразно оставить шестилетним с обязательным выполнением первого профилактического контроля.

Однако цифровые устройства защиты более информативны и существенно отличаются по конструктивному исполнению от их ана-

логовых предшественников. Так, высокая плотность монтажа, использование многослойных печатных плат, отсутствие принципиальных схем и полной информации по алгоритмам функционирования узлов делает цифровые устройства защиты ремонтно-пригодными только до уровня отдельных конструктивных модулей. Встраиваемые системы самодиагностики и контроля, как правило, выводят на дисплей код неисправности, что упрощает поиск поврежденного узла. Однако даже самые совершенные принципы не могут обеспечить 100%-й самоконтроль. Поэтому микропроцессорные устройства также должны подвергаться техническому обслуживанию с участием персонала.

Благодаря высокой информативности цифровых устройств РЗА их неисправность и неисправности в цепях измерительных трансформаторов, приводов выключателей могут быть обнаружены косвенными способами. Так, практически все цифровые устройства могут предоставить информацию о контролируемых величинах, входных и выходных сигналах управления. Анализируя эти данные, можно своевременно обнаружить обрывы во входных и выходных цепях. По информации, запоминаемой в аварийных режимах (численные значения токов КЗ, время запуска тех или иных измерительных органов и т. д.), можно убедиться в правильном согласовании уставок как данного устройства РЗА, так и защит смежных участков. Еще большие возможности для подобного анализа открываются при включении устройств РЗА в АСУ ТП, когда вся необходимая информация может быть получена оперативно из разных источников.

Традиционный способ проверки устройства РЗА путем подачи внешних сигналов от устройства проверки с контролем основных параметров релейных органов (порога срабатывания, коэффициента возврата, времени срабатывания и т. д.) также упрощается, если это устройство микропроцессорное. Во-первых, малое потребление по цепям тока и напряжения позволяет автоматизировать процесс проверки, используя микропроцессорные устройства для проверки РЗА. Данное оборудование сводит к минимуму участие человека в проведении проверки и оформлении отчетности, а сохранение результатов проверки в виде файлов позволяет легко сопоставлять результаты проверок, проведенных в разное время. Уставки цифровых реле легко могут быть получены через ЭВМ и при необходимости оформлены в виде документа. В то же время следует иметь в виду, что устройство может быть проверено полностью с помощью обычных проверочных устройств. Конечно, в данном случае речи об автоматизации проверки и оформления результатов идти не может.

При работе с микропроцессорными устройствами РЗ следует принимать все меры, исключающие повреждения электронных компонентов статическим электричеством. При ремонте аппаратура должна располагаться на заземленном токопроводящем столе. Тело работающего должно иметь потенциал стола, что обычно обеспечивается с помощью заземленного кольца или браслета. Такие меры защиты обусловлены тем, что электрический заряд, находящийся на теле человека, способен разрушать полупроводниковые структуры, причем статическое электричество может и не вызвать выход изделия из строя сразу же, но предрасположит это изделие к отказу в будущем.

При обслуживании микропроцессорных устройств ни в коем случае не следует расстыковывать и состыковывать разъемные соединения блоков устройства, когда оно находится под напряжением. Это обуславливается не столько соображениями техники безопасности (уровни напряжения в микропроцессорных устройствах, как правило, не превышают 56 В), а весьма высокой вероятностью выхода интегральных микросхем при несоблюдении очередности подключения внешних цепей. Общее правило следующее: на микросхему должно быть подано сначала напряжение питания и только затем – входные сигналы. В момент расстыковки и стыковки разъемов это условие часто не выполняется, что и приводит к повреждениям оборудования.

Контрольные вопросы

1. Достоинства и недостатки микропроцессорных защит.
2. Назовите основные узлы цифровых устройств РЗА и перечислите их функции.
3. Какие реле применяют в микропроцессорных защитах в виде выходных реле?
4. Как осуществляется отображение информации в микропроцессорных защитах?
5. Назовите основные характеристики цифровых реле.
6. Какие каналы связи применяют для создания интерфейса?
7. Каков алгоритм работы измерительных органов цифровых реле?
8. Как в цифровых реле осуществляются измерение тока, напряжения, угла и частоты на основе ортогональных составляющих?
9. Каковы особенности эксплуатации микропроцессорных защит?
10. Как используются цифровые реле в качестве элементов АСУ ТП?
11. В чем состоит техническое обслуживание цифровых реле?

7. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–35 кВ

7.1. Основные принципы выполнения защиты

Линии напряжением 6–35 кВ работают в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью, поэтому их защита должна реагировать на трехфазные, двухфазные КЗ и двойные замыкания на землю. Однофазные замыкания не относятся к КЗ и могут существовать два и более часов. За это время можно переключить нагрузку на другой источник и уже после этого отключить линию. Поэтому защита от замыканий на землю (ЗЗ) может действовать на сигнал. В ряде случаев ЗЗ может отсутствовать, например, на воздушных линиях, на которых отсутствуют ТТ нулевой последовательности. В данном случае поиск места замыкания на землю производится путем поочередного отключения линий.

Для отключения двухфазных и трехфазных КЗ достаточно иметь устройства защиты, установленные в двух фазах. Трансформаторы тока всегда устанавливаются в фазах *A* и *C*. Защита не реагирует на ток фазы *B*, но это не имеет значения, т. к. при любых междуфазных КЗ ток протекает в двух фазах и сработает защита, установленная либо в фазе *A*, либо в фазе *C*, либо одновременно в двух фазах.

Действие такой защиты имеет особенности работы при двойных замыканиях на землю (рис. 7.1).

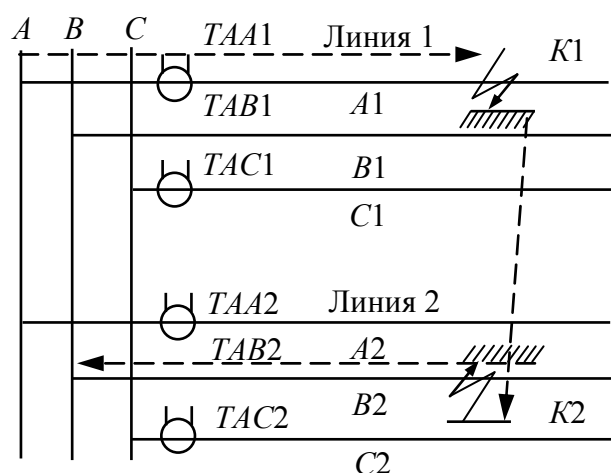


Рис. 7.1. Поведение защиты, установленной в двух фазах при двойных замыканиях на землю

Варианты двойных замыканий отключения линий

Поврежденная фаза линии 1	Поврежденная фаза линии 2	Отключается линия
<i>A</i>	<i>B</i>	<i>W1</i>
<i>A</i>	<i>C</i>	<i>W1</i> и <i>W2</i>
<i>B</i>	<i>A</i>	<i>W2</i>
<i>B</i>	<i>C</i>	<i>W2</i>
<i>C</i>	<i>B</i>	<i>W1</i>
<i>C</i>	<i>A</i>	<i>W1</i> и <i>W2</i>

На рис. 7.1 указан случай двойного замыкания на землю на линиях 1 и 2. Защиты установлены на обеих линиях в фазах *A* и *C*. В изображенном варианте на *W1* ток КЗ протекает в фазе *A*, где установлена защита, а на *W2* – в фазе *B*, где защиты нет. Поэтому отключится линия 1, а линия 2 с подключенной к ней нагрузкой останется в работе с замыканием на землю. Рассмотрим все возможные варианты (табл. 7.1).

Как видно из табл. 7.1, в двух случаях из шести отключается *W1*, в двух – *W2* и еще в двух отключаются обе линии. Это считается преимуществом такого подключения защиты, т. к. в четырех из шести случаев в работе остается одна линия.

При ошибке в расстановке по фазам ТТ возможен отказ действия защиты. Так, если ошибочно установить на *W1* ТТ *B* и *C*, то окажется что на *W1* ток КЗ протекает в незащищенной фазе *A*, а на *W2* – в незащищенной фазе *B*. Таким образом, отказывают обе защиты. Поэтому согласно [1] ТТ во всей сети должны располагаться в одинаковых фазах. Можно предположить, что это явление маловероятно, т. к. в комплектных распределительных устройствах ТТ располагаются в крайних фазах и ошибка невозможна. Однако в сети часто пренебрегают этим правилом: провода линии или жилы кабеля подсоединяются как удобно и на питающем и на приемном конце. После подачи напряжения на приемной подстанции проверяется направление вращения фазоуказателя или двигателя и если они вращаются в обратную сторону, то перемещаются две фазы, которые удобнее поменять местами. Но это не обязательно будут одноименные фазы, следовательно, возможно отключение повреждения в сети совершенно другими защитами. Поэтому при рассмотрении случаев неправильной работы защиты в сети целесообразно проверить и такую причину.

Для защиты линии 35 кВ требуется трехрелейная схема защиты. Необходимость ее объясняется тем, что, как правило, нагрузкой линии является трансформатор 35/6–10 кВ со схемой соединения Y/Δ. Как указывалось ранее (табл. 3.2), при двухфазном КЗ за трансформатором со схемой соединения Y/Δ в двух фазах протекает половина тока КЗ и только в одной – полный ток. Если эта фаза окажется без ТТ, то в защите протекает ток в два раза меньший, что может привести к отказу защиты. Если ТТ два (или целесообразно оставить их два), то для обеспечения отключения в большинстве случаев только одной ВЛ при двойных замыканиях на землю необходимо применить третье реле, включив его в обратный провод двух ТТ (рис. 7.2): $\underline{I}_a = \underline{I}_c = I_K^{(2)} / 2$; $\underline{I}_a + \underline{I}_c = I_K^{(2)}$.

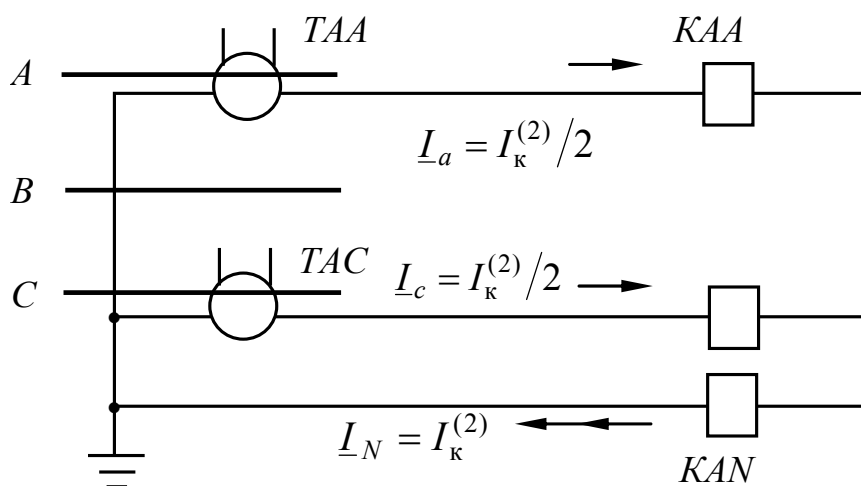


Рис. 7.2. Распределение токов в элементах защиты, включенных в схему неполной звезды

В обратном проводе ТТ протекает геометрическая сумма токов двух фаз, равная полному току трехфазного КЗ. Таким образом, можно одновременно обеспечить чувствительность защиты при КЗ за трансформатором Y/Δ и обеспечить отключение в большинстве случаев только одной ВЛ при двойных замыканиях на землю.

Комплектные распределительные устройства КРУ-6(10) кВ часто бывают укомплектованы тремя линейными ТТ. Это объясняется тем, что некоторые зарубежные сети 6–35 кВ работают не с изолированной, а с резистивно-заземленной нейтралью. При этом значение тока замыкания на землю составляет 40–100 А, что вполне достаточно для применения трехтрансформаторного фильтра токов нулевой последовательности в ЗЗ.

Максимальная токовая защита контролирует ток в защищаемом элементе, отстраивается от тока нагрузки и при превышении тока уставки, с выдержкой времени действует на его отключение. Как правило, МТЗ является основной, а иногда единственной защитой линии 6–35 кВ. Максимальная токовая защита – это защита с относительной селективностью, которая не только обеспечивает отключение КЗ на своей линии, но, если позволяет ее чувствительность, еще и резервирует отключение КЗ смежного участка.

Селективность МТЗ обеспечивается ее выдержкой времени. Выдержки времени смежных МТЗ отличаются на величину, называемую степенью селективности. **Степень селективности Δt** – это минимально возможная разница между временами срабатывания смежных защит, учитывающая точность работы реле. Для защит, выполненных на электромеханической базе, стандартная степень селективности Δt составляет 0,5–0,7 с. Микроэлектронные и микропроцессорные защиты позволяют обеспечить степень селективности, равную 0,2–0,3 с.

Недостатком МТЗ является то, что по мере приближения места установки защиты к источнику питания увеличивается ее выдержка времени. Так как при этом увеличивается и величина тока КЗ, объем повреждения возрастает.

Для быстреего отключения КЗ и уменьшения объема повреждения токовая защита выполняется ступенчатой: кроме МТЗ применяется и ТО.

Токовая отсечка является первой степенью токовой защиты и работает без выдержки времени. Для обеспечения селективности ТО отстраивается от тока КЗ в конце защищаемой линии или от КЗ за трансформатором. Таким образом, защита линии выполняется двухступенчатой: МТЗ и ТО. Иногда применяется еще и ТО с небольшой выдержкой времени для защиты участка линии, не входящего в зону действия отсечки без выдержки времени. В данном случае защита называется трехступенчатой токовой защитой. Такие защиты (МТЗ и ТО) входят в состав микропроцессорных реле.

Вторым способом уменьшения выдержки времени МТЗ является применение защиты с обратной токозависимой характеристикой выдержки времени. При такой характеристике выдержка времени МТЗ уменьшается по мере увеличения тока КЗ. Так, устройства серии MiCOM имеют 11 зависимых характеристик. Устройства токовых защит фирмы GE, кроме большого количества типовых характеристик, имеют также свободно программируемые характеристики. Такое коли-

чество характеристик не является необходимым, оно диктуется рекламой, а также наличием различных стандартов в разных странах. Время срабатывания точно вычисляется по математической формуле. Коэффициенты, соответствующие выбранной характеристике, подставляются в эту формулу при расчете. В кольцевых сетях и на линиях с двухсторонним питанием в большинстве случаев невозможно обеспечить селективность действия МТЗ. В таких случаях применяется направленная МТЗ, орган направления мощности которой разрешает действие защиты при направлении мощности КЗ от шин в линию.

Защиты от замыканий на землю на линиях действуют на сигнал, тем не менее применение этих защит целесообразно, т. к. место замыкания на землю нужно отыскать и устранить по возможности быстро, потому что упавший провод опасен для окружающих. Кроме того, повреждение в месте замыкания на землю развивается и со временем может привести к КЗ. В ряде случаев защита должна обязательно действовать на отключение при наличии двигателей и генераторов при токе замыкания на землю более 5 А и передвижных механизмов с электродвигательными приводами.

Существенное осложнение установки ЗЗ заключается в том, что ток замыкания на землю имеет очень малую величину. Эта величина соизмерима с небалансом в нулевом проводе ТТ, поэтому в нулевой провод ТТ ЗЗ не включают (рис. 7.3, в). Для ЗЗ используют специальные ТТ нулевой последовательности (ТЗЛ, ТЗР-ТФ), которые можно применить только при наличии кабельного вывода из ячейки. Для ячеек КРУ с воздушным выводом и линий напряжением 35 кВ, для которых отсутствуют специальные ТТ нулевой последовательности, защиту подключить нельзя, если не применить кабельную вставку. Самарский трансформаторный завод выпускает ТТ нулевой последовательности для воздушных выводов 6–10 кВ типа ТДЗЛВ-10. Трансформатор, имеющий внутренний диаметр окна 590 мм, устанавливается внутри ячейки и охватывает проходные изоляторы всех трех фаз. Таким образом может быть выполнена ЗЗ и при отсутствии кабельной вставки.

Для кабельных ЛЭП изготавливаются ТТ нулевой последовательности (ТНП) типа ТЗ с неразъемным магнитопроводом, надеваемым на кабель до монтажа воронки, а также типа ТЗР и ТФ с разъемным магнитопроводом, которые можно устанавливать на кабелях, находящихся в эксплуатации без снятия кабельной воронки. Конструкция кабельного ТНП показана на рис. 7.3, в.

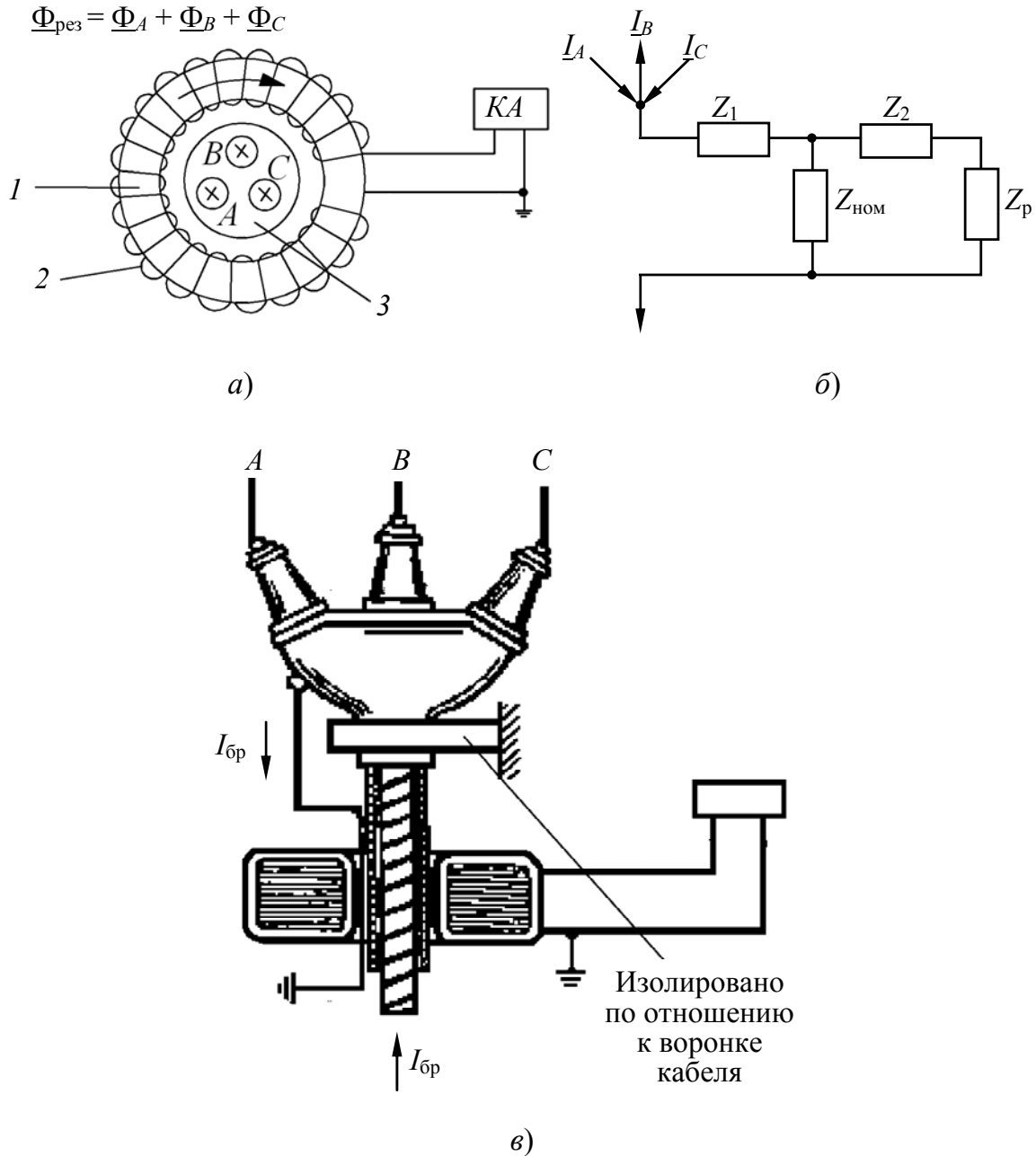


Рис. 7.3. Трансформатор тока нулевой последовательности (ТНП):
 а – устройство: 1 – магнитопровод; 2 – обмотка;
 3 – трехфазный кабель; б – схема замещения;
 в – установка ТНП на кабеле

Магнитопровод 1, собранный из листов трансформаторной стали, имеет обычно форму кольца или прямоугольника, охватывающего все три фазы защищаемой кабельной ЛЭП. Провода фаз А, В, С, проходящие через отверстие ТНП, являются первичной обмоткой трансформатора, вторичная обмотка 2 располагается на магнитопроводе с числом витков $W = 20-30$. Токи фаз I_A , I_B и I_C создают в магнито-

проводе соответствующие магнитные потоки $\underline{\Phi}_A$, $\underline{\Phi}_B$, $\underline{\Phi}_C$, которые, складываясь, образуют результирующий поток

$$\underline{\Phi}_{\text{рез}} = \underline{\Phi}_A + \underline{\Phi}_B + \underline{\Phi}_C.$$

Так как сумма токов $\underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C = 3\underline{I}_0$, то результирующий поток, создаваемый первичными токами ТНП, пропорционален составляющей тока нулевой последовательности: $\Phi_{\text{рез}} = K \cdot 3I_0$, где K – коэффициент пропорциональности.

Поток $\Phi_{\text{рез}}$, а также вторичная ЭДС E_2 и вторичный ток I_2 , могут возникнуть только при условии, что сумма токов фаз не равна нулю, или когда фазные токи, проходящие через ТНП, содержат составляющую I_0 . Поэтому ток во вторичной цепи ТНП будет появляться только при замыкании на землю. В режиме нагрузки, а также при трех- или двухфазных КЗ сумма токов фаз $\underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C = 0$, поэтому ток в реле отсутствует ($\Phi_{\text{рез}} = 0$).

Однако, поскольку из-за неодинакового расположения фаз A , B и C относительно вторичной обмотки ТНП коэффициенты взаимной индукции этих фаз со вторичной обмоткой различны, несмотря на полную симметрию первичных токов, сумма их магнитных потоков в нормальном режиме не равна нулю. Появляется магнитный поток небаланса ($\Phi_{\text{рез}} - \Phi_{\text{нб}}$), вызывающий во вторичной обмотке ЭДС и ток небаланса ($I_{\text{нб}}$). Трансформаторы тока нулевой последовательности имеют малую мощность, поэтому значительная часть тока расходуется на ток намагничивания. Это приводит к необходимости применять реле с очень малым потреблением или подбирать условия, при которых отдача мощности от ТТ будет максимальной.

Для получения наибольшей мощности от ТНП, а следовательно, и максимальной чувствительности реле, питающихся от ТНП, сопротивление обмотки реле Z_p должно равняться сопротивлению ТНП. Пренебрегая сопротивлением вторичной обмотки Z_2 , согласно рис. 7.3, б, получаем $Z_{\text{ТНП}} = Z_{\text{нам}}$, и тогда условие отдачи максимальной мощности можно выразить равенством $Z_p = Z_{\text{нам}}$. Из эквивалентной схемы ТНП (рис. 7.3, б) видно, что при выполнении этого условия вторичный ток, поступающий в реле, и ток намагничивания оказываются одинаковыми: $I_{\text{нам}} = I_p$. Отсюда следует, что погрешность ТНП достигает 50%. При такой большой погрешности нельзя вычислять вторичный ток по первичному, пользуясь коэффициентом трансфор-

магии $K_I = W_2/W_1$. Поэтому чувствительность защиты, включенной на ТНП, оценивается по значению первичного тока, при котором обеспечивается действие защиты. В ряде случаев она должна быть на уровне долей ампера. При малых значениях $3I_0$ ТНП работает в начальной части характеристики намагничивания, при которой МДС, созданная одновитковым ТНП, очень мала. Таким образом, для обеспечения необходимой чувствительности, кроме конструктивных улучшений ТНП, требуется применение высокочувствительных измерительных органов (ИО), например, специальное электронное реле типа РТЗ-51. Измерительные органы цифровых реле имеют высокую чувствительность и малое потребление ($I_{cp} = 0,05$ А, $S_{потр} = 0,01$ В · А). Это позволяет не добиваться наивысшей отдачи мощности от ТНП. Потребление ИО зависит от уставки. Поэтому первичный ток срабатывания защиты целесообразно проверять опытным путем подачей тока в провод, пропущенный через окно ТНП.

При прохождении токов по оболочке неповрежденного кабеля, охваченного ТНП, в реле КА появляется ток, от которого РЗ может подействовать неправильно. Эти токи появляются при замыканиях на землю вблизи кабеля или при работе сварочных аппаратов.

Для исключения ложной работы РЗ необходимо компенсировать влияние блуждающих токов, замыкающихся по проводящей оболочке и броне кабеля. С этой целью воронка и оболочка кабеля на участке от воронки до ТНП изолируются от земли (рис. 7.3, в), а заземляющий провод присоединяется к воронке кабеля и пропускается через окно ТНП. При таком исполнении ток, проходящий по броне кабеля, возвращается по заземляющему проводу, поэтому магнитные потоки в магнитопроводе ТНП от токов в броне и проводе взаимно уничтожаются. Магнитопровод ТНП должен быть надежно изолирован от брони кабеля.

Для разветвленных сетей с изолированной нейтралью, где емкостный ток одного фидера значительно меньше общего емкостного тока, в качестве ЗЗ можно применить просто токовую защиту высокой чувствительности. Такая защита имеется в большинстве микропроцессорных токовых устройств защиты. При малой протяженности кабелей в сети или, если кабели разной длины и ток в одном кабеле соизмерим с общим током замыкания на землю, требуется применить направленную защиту нулевой последовательности. Такая защита входит в устройство MiCOM P125-127, БМРЗ, Seram 2000 и в защиту ЗЗП-1М и ЗЗН производства ЧЭАЗ.

Для сетей с компенсированной нейтралью приведенные принципы ЗЗ не пригодны, т. к. величина тока на поврежденной линии может быть меньше, чем на неповрежденной, а направление этого тока может быть различным. Для них используются специальные защиты, работающие на высших гармониках, учитывая, что реактор в нейтрали компенсирует только основную гармонику тока, а высшие гармоники остаются. На данном принципе работают выпускаемые ЧЭАЗом устройство УСЗ-2 или УСЗ-3. В реле защиты зарубежного производства *ALSTOM*, *SIEMENS*, *ABB* и других применяется защита, реагирующая на направление активной мощности нулевой последовательности. Например, реле MiCOM – P125–P127, P140 и Seram 2000 используют реле направления активной мощности. Активные токи утечки на землю не компенсируются реактором, а их величина и направление используются защитой для определения поврежденного фидера.

Величина тока высших гармоник не постоянна, а зависит от схемы сети, тока нагрузки, уровня напряжения на шинах. Поэтому величина тока в защите ЗЗ изменяется и трудно рассчитать уставку. По этим причинам единственным методом настройки ЗЗ является опыт замыкания на землю. При этом опыте измеряется величина токов высших гармоник на поврежденном и на неповрежденном фидерах. Однако в том или ином случае величина тока высших гармоник на поврежденном фидере больше, чем на неповрежденных фидерах и достаточно сравнить эти токи.

Логическая защита шин (ЛЗШ). Короткие замыкания на шинах КРУ приводят к разрушению поврежденной и смежных ячеек, если они отключаются с выдержкой времени МТЗ ввода. Поэтому ячейки снабжаются устройствами защиты шин. Токовые отсечки, применяемые в этих защитах, позволяют блокировать себя внешним сигналом, подаваемым на дискретный вход цифрового реле. Эти устройства снабжены также мгновенным токовым контактом: в устройстве УЗА-10 – это специальный токовый орган, который выполнен на аналоговом принципе, в аналоговых устройствах – это мгновенный контакт измерительного органа МТЗ (реле РТ-40 или РСТ).

Принцип действия токовой ЛЗШ показан на рис. 7.4. Токовые блокирующие органы ЛЗШ выводятся от каждого фидера на шинки блокировки ЛЗШ и поступают на дискретный вход защиты ввода (ВВ) и секционного выключателя (СВ). При КЗ в точке К2 срабатывают защита фидера и ее блокирующий токовый орган и в защи-

ту ввода и СВ (при питании секции от СВ) подается блокирующий сигнал, выводящий из действия отсечку ВВ и СВ. При КЗ в точке $K1$, т. е. на шинах, ток КЗ не протекает ни в одной из защит отходящих линий, поэтому отсечка не блокируется, и она работает на отключение питающего ВВ или СВ.

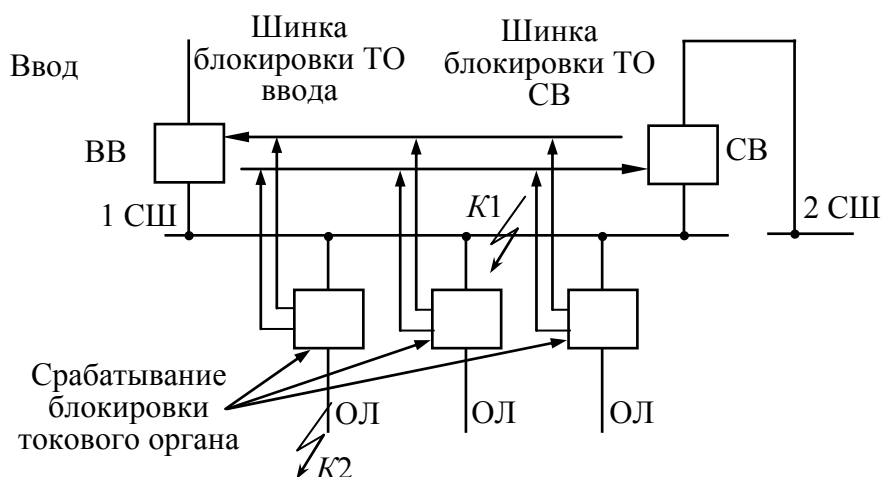


Рис. 7.4. Принцип действия логической защиты шин

7.2. Выбор характеристик и расчет уставок ступенчатых токовых защит от междуфазных коротких замыканий

Релейная защита линий 6–35 кВ выполняется ступенчатыми токовыми защитами. Первая ступень – ТО без выдержки времени, вторая ступень – ТО с замедлением и третья, самая чувствительная, ступень – МТЗ с выдержкой времени. На коротких линиях выполнить трехступенчатую защиту часто бывает невозможно по условию недостаточной чувствительности первой или второй ступени. Тогда применяют либо две ступени – отсечку без выдержки времени и МТЗ, либо одну ступень – только МТЗ. Таким образом, МТЗ является обязательной защитой на всех линиях напряжением 6–35 кВ.

Задачей МТЗ является не только защитить свою линию, но и обеспечить дальнейшее резервирование в случае отказа защиты или выключателя при повреждениях на нижестоящих (предыдущих) линиях.

Расчет тока срабатывания МТЗ. Ток срабатывания МТЗ (первичный) выбирается по трем условиям:

1. Несрабатывание защиты при сверхтоках после аварийных перегрузок, т. е. после отключения КЗ на предыдущем элементе (рис. 7.5).

2. Согласование чувствительности защит последующего и предыдущего элементов.

3. Обеспечение достаточной чувствительности при КЗ в конце защищаемого элемента (основная зона) и в конце каждого из предыдущих элементов (зона дальнего резервирования).

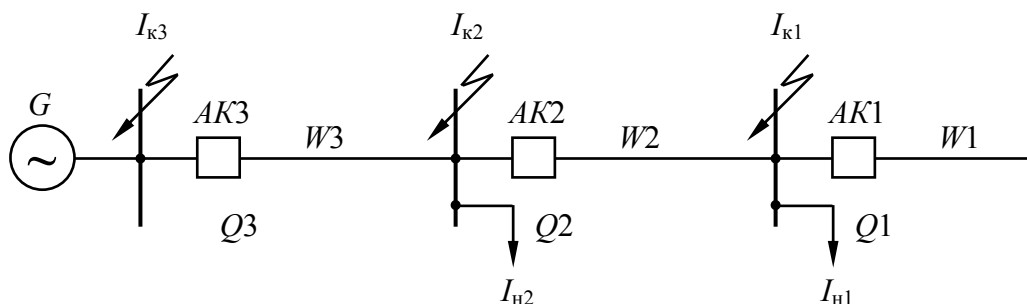


Рис. 7.5. Расчетная схема для выбора уставок токовых защит

По первому из этих условий ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению

$$I_{с.з} \geq \frac{K_H}{K_B} K_{сзп} \cdot I_{раб\ max}, \quad (7.1)$$

где K_H – коэффициент надежности несрабатывания защиты, учитывающий погрешность и необходимый запас; K_B – коэффициент возврата максимальных реле тока; $K_{сзп}$ – коэффициент самозапуска нагрузки, отражающий увеличение рабочего тока $I_{раб\ max}$ за счет одновременного пуска электродвигателей, которые затормозились при снижении напряжения во время КЗ.

Значения коэффициентов K_H и K_B для цифровых реле соответственно равны 1,1–1,2 и 0,96, для электромеханических реле типа РТ-40 или РТ-80 $K_H = 1,2$, а $K_B = 0,8$, для реле типа РТВ (прямого действия) коэффициенты K_H и K_B равны соответственно 1,3 и 0,65.

Для бытовой нагрузки $K_{сзп} = 1,2–1,3$. Промышленную нагрузку с большой долей (более 50 %) электродвигателей 0,4 кВ принято считать обобщенной нагрузкой, у которой сопротивление, отнесенное к максимальной рабочей нагрузке, составляет $X_{*об} = 0,35$. Например, коэффициент самозапуска обобщенной нагрузки, питающейся от трансформатора с напряжением КЗ $U_K = 10,5\%$, составит при бесконечной мощности питающей системы: $K_{сзп} = 1/(0,105 + 0,35) = 2,2$.

При наличии высоковольтных двигателей 6(10) кВ значение $K_{сзн}$ определяется специальным расчетом, имея в виду, что к моменту самозапуска сопротивление двигателя принимается равным сверхпереходному сопротивлению заторможенного двигателя.

Максимальное значение рабочего тока защищаемого элемента $I_{\text{раб max}}$ определяется с учетом его допустимой перегрузки. Например, для трансформаторов с первичным напряжением 6(10) кВ мощностью до 630 кВ · А допускается перегрузка до 1,6–1,8 номинального тока, для трансформаторов 110 кВ до 1,4–1,6.

Если максимальное значение рабочего тока нагрузки неизвестно, то его можно принять равным длительно допустимому току кабельной или воздушной линии, питающей эту нагрузку.

По второму условию согласования чувствительности защит последующего (защищаемого) и предыдущего элементов ток срабатывания последующей защиты выбирается по выражению

$$I_{\text{с.з.посл}} \geq K_{\text{н.с}} (I_{\text{с.з.пред}} + \sum I'_{\text{раб max}}), \quad (7.2)$$

где $K_{\text{н.с}}$ – коэффициент надежности согласования, значение которого принимается в зависимости от типа токовых реле: 1,1 – для цифрового реле, 1,2 – для реле РТ-40, РТ-80 и 1,3–1,4 – для реле типа РТВ; $I_{\text{с.з.пред}}$ – наибольшее значение тока срабатывания максимальных токовых защит предыдущих элементов, с которыми производится согласования; $\sum I'_{\text{раб max}}$ – арифметическая сумма значений рабочих токов нагрузки всех предыдущих элементов, за исключением того элемента, с защитой которого производится согласование.

Например, при согласовании защиты АКЗ с защитой АК2 (рис. 7.5), которая имеет ток срабатывания $I_{\text{с.з2}} = 300$ А, а ток нагрузки других линий $I_{\text{н2}} = 200$ А, должно выполняться условие

$$I_{\text{с.з3}} \geq 1,1(300 + 200) \geq 550 \text{ А.}$$

За расчетный ток срабатывания защиты принимается значение наибольшего тока, из условий 1 и 2.

Для выполнения 3-го условия необходимо знать значение токов КЗ в конце защищаемого элемента, например, $I_{\text{К2}}$ и в конце зоны резервирования $I_{\text{К1}}$ (рис. 7.5). Определение коэффициентов чувствительности защиты, например, АКЗ производят по выражениям:

$$K_{\text{ч.о}} = I_{\text{К2 min}} / I_{\text{с.з3}}; \quad K_{\text{ч.р}} = I_{\text{К1 min}} / I_{\text{с.з3}}, \quad (7.3)$$

где $K_{ч.о}$, $K_{ч.р}$ – коэффициенты чувствительности защиты соответственно в основной и резервной зонах; $I_{K1\ min}$, $I_{K2\ min}$ – минимальные (обычно двухфазные) токи КЗ.

Согласно [1] должны выполняться условия:

$$K_{ч.о} \geq 1,5; \quad K_{ч.рез} \geq 1,2.$$

После выполнения трех вышеперечисленных условий определяется ток срабатывания реле (вторичный) $I_{ср}$, который устанавливается на реле. Значение этого тока в общем случае рассчитывается по выражению

$$I_{ср} = I_{с.з} \cdot K_{сх} / K_I, \quad (7.4)$$

где $I_{с.з}$ – ток срабатывания защиты (первичный); K_I – коэффициент трансформации ТТ; $K_{сх}$ – коэффициент схемы соединения ТТ и реле.

По значению $I_{ср}$ выбирают тип электромеханического реле РТ-40 или его электронного аналога РСТ в зависимости от пределов регулирования уставок (см. табл. П.1.3).

Следует отметить, что в некоторых типах цифровых реле, например, Seram 2000, уставка выставляется в первичных токах, а коэффициент трансформации ТТ заранее заносится в память реле. Коэффициент схемы $K_{сх}$ при использовании цифровых реле, как правило, равен единице, поскольку ТТ на входе реле всегда включаются в звезду, но если потребуется обеспечить угловой сдвиг фазного тока на 30° , например, в дифференциальной защите трансформатора, то это выполняется программным способом.

Таким образом, уставка по току МТЗ предыдущего элемента должна всегда быть больше уставки МТЗ последующего элемента, что некоторым образом обеспечивает так называемую токовую селективность. Однако этого недостаточно для выполнения полной селективности защит.

Выбор времени срабатывания и типа обратнозависимых характеристик МТЗ. Выдержка времени МТЗ вводится для замедления действия защиты с целью обеспечения временной селективности действия защиты последующего элемента по отношению к защитами предыдущих элементов. Для этого время срабатывания защиты последующей линии выбирается больше времени срабатывания защиты

предыдущей линии (защита $AK2$ последующая по отношению к защите $AK1$, так же как $AK3$ по отношению к $AK1$) (рис. 7.5):

$$t_{с.з.посл} = t_{с.з.пред} + \Delta t, \quad (7.5)$$

где Δt – степень селективности.

Величина Δt состоит из следующих слагаемых: времени отключения выключателя (0,05–0,1 с), времени возврата защиты (0,05 с), погрешности по времени последующей и предыдущей защит (3–5 %) и необходимого запаса (0,05–0,1 с).

Недостатком МТЗ является накопление выдержек времени, особенно существенное для головных элементов в многоступенчатых электрических сетях. Для преодоления данного недостатка используются цифровые устройства защиты, позволяющие принимать ступени селективности $\Delta t = 0,2$ с при условии, что на смежных линиях используются такие же цифровые защиты и однотипные вакуумные или элегазовые выключатели. Для сравнения отметим, что для защит с электромагнитными токовыми реле типов РТ-40 и РТ-80 степень селективности принимается $\Delta t = 0,5$ с, а для реле типа РТВ $\Delta t = 0,7$ с. Если согласование идет между цифровыми и электромеханическими защитами, то $\Delta t = 0,3$ с.

Другим способом ускорения отключения КЗ является применение токовых защит с обратозависимыми от тока (инверсными) характеристиками срабатывания.

При приближении точки КЗ к источнику питания значения токов КЗ увеличиваются. Например, при КЗ в точке K_3 (рис. 7.6) защита $AK3$ отключит повреждения за минимальное время, а защиты $AK2$ и $AK1$ не будут работать, поскольку через них ток КЗ не проходит. При КЗ в точке K_1 защиты $AK2$ и $AK3$ не успеют сработать, т. к. они имеют большую выдержку времени, чем защита $AK1$. В данном случае у рассматриваемых защит разные кратности тока КЗ по отношению к току срабатывания.

Таким образом, при выборе времени срабатывания смежных защит с разнотипными характеристиками срабатывания (зависимая и независимая, две разные зависимые и т. д.) необходимо построить карту селективности в координатах $t = f(I)$ (рис. 7.8).

Все цифровые реле защиты линий оснащены трех- или четырехступенчатыми защитами максимального тока, причем каждая ступень или две из них имеют набор разных типов времятоковых характеристик в соответствии со стандартом МЭК 225-4. Две первые ступени

обычно применяются в качестве ТО с независимыми выдержками срабатывания, а третья ступень – максимальная токовая защита, которая может использоваться как с независимой, так и с зависимой от тока выдержкой времени. Тип зависимой характеристики выбирается пользователем программным способом. При этом в соответствии со стандартом МЭК обратозависимые от тока (ОЗТ) характеристики срабатывания описываются выражением

$$t = \frac{K \cdot \beta}{I_*^\alpha - 1}, \quad (7.6)$$

где K – временной коэффициент; $I_* = I_{КЗ} / I_{с.з}$ – кратность тока КЗ по отношению к току срабатывания защиты; t – время срабатывания защиты, с.

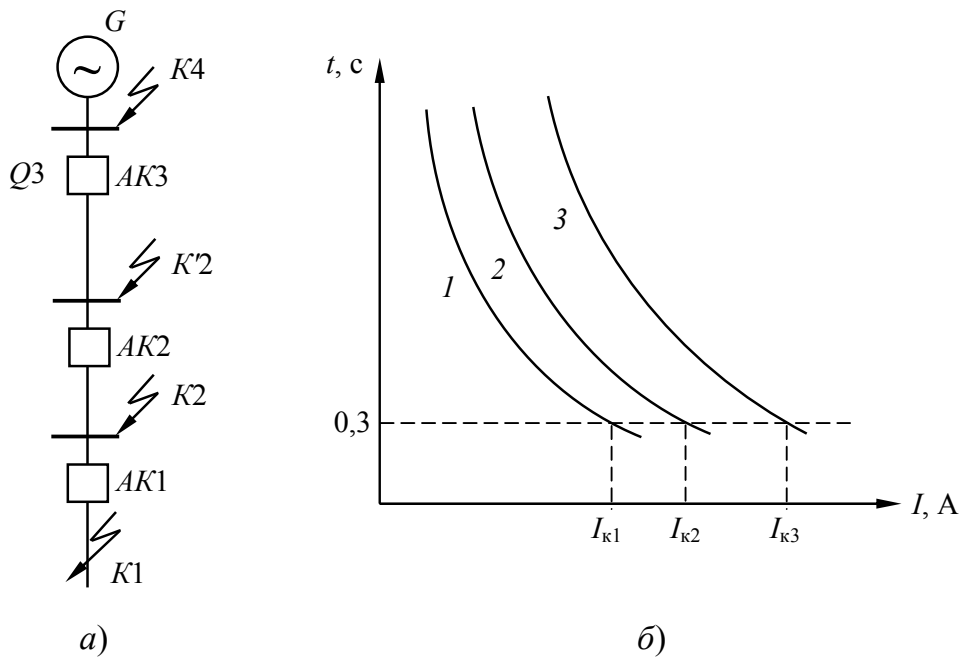


Рис. 7.6. Отключения КЗ без накопления выдержек времени:
 а – расчетная схема; б – апер-секундная характеристика защит АК1–АК3

Постоянные коэффициенты α и β , определяющие крутизну стандартных ОЗТ характеристик, имеют следующие значения:

- «нормальная» (инверсная) $\alpha = 0,02$, $\beta = 0,14$;
- «очень зависимая» $\alpha = 1$, $\beta = 13,5$;
- «чрезвычайно (экстремально) зависимая» $\alpha = 2$, $\beta = 80$;
- «ультразависимая» $\alpha = 2,5$, $\beta = 315$.

Цифровые реле серии SPAC и БМРЗ имеют еще две характеристики: специальную для согласования с индукционным реле тока типа РТ-80 (или $R1$ – его западного аналога) и зависимую с очень продолжительным временем: $\alpha = 1$, $\beta = 120$.

Временной коэффициент K в реле SPAC и БМРЗ является уставкой по времени для данной ОЗТ характеристики. Для цифрового реле типа Seram 2000 в качестве уставки принято значение времени срабатывания T при десятикратном токе $I_* = 10$.

Связь между значениями T и K однозначно определяется из выражения (7.6) следующими выражениями:

- для нормальной ОЗТ (типа SIT) $T = 2,97 \cdot K$;
- для очень зависимой (VIT) $T = 1,5 \cdot K$;
- для чрезвычайной (EIT) $T = 0,808 \cdot K$;
- для ультразависимой (UIT) $T = K$.

В цифровом реле типа БМРЗ заложена специальная ОЗТ характеристика как аналог реле РТ-80 и РТВ-4:

$$t_{c.3} = \frac{1,258}{(I_* - 1)^{1,8}} + T_{уст},$$

где $T_{уст}$ – уставка по времени в независимой части ОЗТ характеристики при $I_* \geq 8$.

Для того чтобы на карте селективности построить ОЗТ характеристику заданного типа, необходимо знать координаты одной расчетной точки $(I_*, t_{c.3})$, через которую эта характеристика должна проходить. Из выражения (7.6) следует:

$$K = t_{c.3} (I_*^\alpha - 1) / \beta. \quad (7.7)$$

При известных значениях I_* и $t_{c.3}$ определяется коэффициент K и по выражению (7.6) для произвольных значений I_* определяются времена срабатывания t . Затем по полученным координатам на карте селективности строят обратозависимую характеристику.

При согласовании последующей защиты с независимой характеристикой с предыдущей защитой, имеющей зависимую характеристику, необходимо по токовременной характеристике предыдущей защиты определить ее время действия при токе срабатывания последующей защиты. Уставка последующей защиты по времени должна быть на ступень больше этого времени.

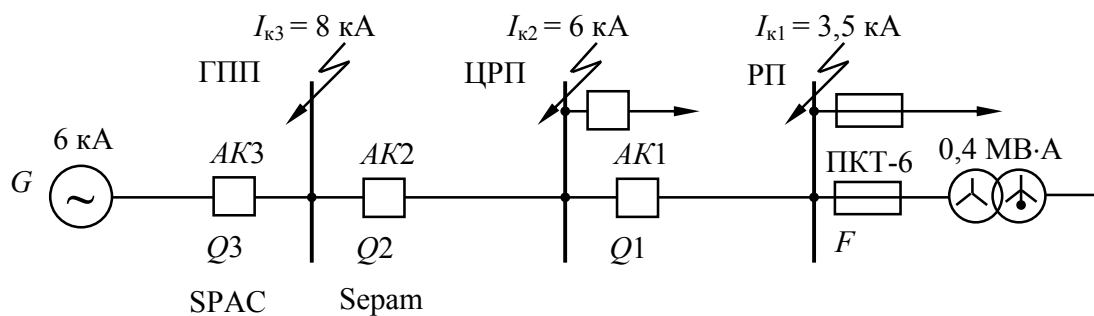
Ниже приводятся несколько примеров согласования.

Рекомендации по применению защит с обратозависимыми выдержками времени. К недостаткам независимых защит следует отнести значительное накопление выдержек времени на головных участках линии. На первом участке линии, где защита должна иметь наименьшее время срабатывания, иногда ее невозможно согласовать с плавкими предохранителями трансформаторов 6/0,4 кВ, подключенных к данному участку линии. Например, при токе срабатывания защиты, равном 110 А, время плавления плавкой вставки с номинальным током 31,5 А составляет около 1 с. Следовательно, для обеспечения селективности время срабатывания защиты должно быть не ниже 1,3 с. В противном случае при КЗ в обмотке трансформатора защита линии сработает раньше, чем перегорит предохранитель.

Следует отметить, что согласно ГОСТу, характеристика предохранителя может иметь отклонение от номинального тока до 20 %. Поэтому построенная ампер-секундная характеристика предохранителя должна быть сдвинута вправо на 20 %. Согласование производится в одной точке, соответствующей току и времени срабатывания предыдущей защиты. Защиты с зависимыми характеристиками срабатывания не имеют указанных недостатков. Наилучшим образом с предохранителем согласуется обратозависимая характеристика по типу «нормально инверсная».

Пример 7.1. Выбрать время срабатывания цифровых МТЗ на присоединении (защита АК2) и вводе 6 кВ (защита АК3) главной понизительной подстанции (ГПП), если известны уставки токовых защит в многоступенчатой электрической сети 6 кВ, питающей ЦРП и РП (рис. 7.7). Трансформатор 400 кВ · А на РП защищен предохранителем ПКТ-6 с номинальным током плавкой вставки $I_{пр} = 80$ А, на ЦРП установлена МТЗ, выполненная на индукционном реле РТ-80 с током срабатывания $I_{с.31} = 400$ А и временем срабатывания в независимой части ОЗТ характеристики, равным $t_{с.31} = 0,5$ с. На ГПП присоединение 2 имеет уставку МТЗ по току $I_{с.32} = 700$ А с ОЗТ характеристикой, а МТЗ ввода имеет уставку по току $I_{с.33} = 3000$ А с независимой характеристикой срабатывания. Защиты АК1–АК3 выполнены на цифровых реле типа SPAC или Seram 2000.

Порядок построения карты селективности представлен на рис. 7.8.



$$I_{c.32} = 700 \text{ A} - \text{ОЗТ}; \quad t_{c.32} - ?; \quad I_{c.31} = 400 \text{ A}; \quad I_{np} = 80 \text{ A};$$

$$I_{c.33} = 3000 \text{ A} - \text{НЗТ}; \quad t_{c.33} - ?; \quad t_{c.3} = 0,5 \text{ с.}$$

Рис. 7.7. Расчетная схема к примеру 7.1

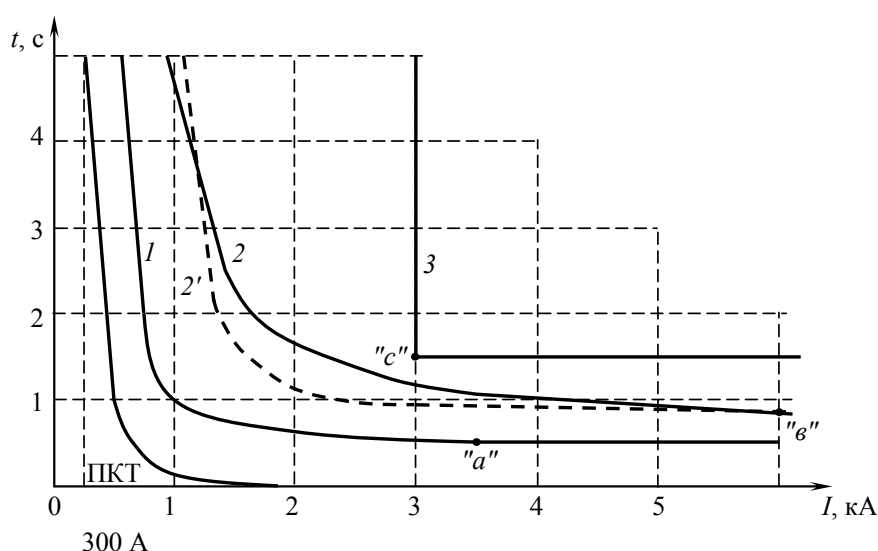


Рис. 7.8. Согласования времени срабатывания защит с зависимыми и независимыми характеристиками срабатывания

В начале строится времятоковая характеристика плавкого предохранителя ПКТ по каталожным данным. Построенная характеристика ПКТ смещена вправо на 20 % по току плавления по сравнению с типовой характеристикой. Определяется ток плавления плавкой вставки при времени плавления, равном 5 с. Указанный ток по ОЗТ характеристике предохранителя составляет $I_{пл} = 300 \text{ A}$. Ток срабатывания последующей защиты должен быть не менее, чем на 20 % больше значения тока $I_{пл}$. Данное условие выполняется, т. к. $1,2I_{пл} = 1,2 \cdot 300 = 360 \text{ A}$ меньше тока срабатывания защиты $AK1$ ($I_{c.31} = 400 \text{ A}$).

На карте селективности строится времятоковая характеристика индукционного реле РТ-80 (кривая 1). Данную кривую можно построить по типовым кривым реле РТ-80 с временем срабатывания

равным 0,5 с [9]. Однако можно воспользоваться математическим выражением, описывающим ОЗТ характеристику реле типа РТ-80:

$$t_{c.3} = \frac{1,258}{(I_* - 1)^{1,8}} + T_{уст},$$

где $T_{уст}$ – уставка по времени в независимой части ОЗТ характеристики при $I_* \geq 8$.

Данная ОЗТ характеристика заложена в цифровом реле типа БМРЗ как аналог реле РТ-80. Расчетная точка «а» кривой 1 соответствует току КЗ $I_{K1} = 3,5$ кА. Для данной точки кратность тока $I_* = I_{K1}/I_{c.31} = 3500/400 > 8$, следовательно, от точки «а» проводится вправо горизонтальная прямая на уровне $t_{c.31} = 0,5$ с. Дальнейшее построение кривой 1 будет показано на примере кривой 2'.

Для построения кривой последующей цифровой защиты АК2 определяется расчетная точка «в» с координатами $I_{«в»} = I_{K2} = 6$ кА и $t_{«в»} = t_{c.31} + t = 0,5 + 0,3 = 0,8$. Кратность тока КЗ в расчетной точке «в»: $I_* = 6000/700 = 8,57$. Если бы на ГПП использовалось цифровое реле типа БМРЗ, то для защиты АК2 целесообразно применить ОЗТ характеристику, аналогичную реле РТ-80. Тогда указанную выше формулу перепишем:

$$T_{уст} = t_{c.3} - \frac{1,258}{(I_* - 1)^{1,8}} = 0,8 - \frac{1,258}{(8,57 - 1)^{1,8}} = 0,77 \text{ с.}$$

Таким образом, уставка на реле БМРЗ $T_{уст} = 0,77$ с. Определим время срабатывания $t_{c.32}$ при произвольных значениях кратности I_* :

$$I_* = 1,5(1050 \text{ А}); \quad t_{c.3} = \frac{1,258}{(1,5 - 1)^{1,8}} + 0,77 = 5,15 \text{ с};$$

$$I_* = 2(1400 \text{ А}); \quad t_{c.3} = \frac{1,258}{(2 - 1)^{1,8}} + 0,77 = 2,03 \text{ с};$$

$$I_* = 3(2100 \text{ А}); \quad t_{c.3} = \frac{1,258}{(3 - 1)^{1,8}} + 0,77 = 1,13 \text{ с};$$

$$I_* = 5(3500 \text{ А}); \quad t_{c.3} = \frac{1,258}{(5 - 1)^{1,8}} + 0,77 = 0,87 \text{ с};$$

$$I_* = 8,57(6000 \text{ А}); \quad t_{c.3} = \frac{1,258}{(8,57 - 1)^{1,8}} + 0,77 = 0,8 \text{ с.}$$

На рис. 7.8 пунктирной линией показана кривая 2' – аналог реле РТ-80.

Однако по условию задачи на ГПП применяется цифровое реле типа SPAC или Seram 2000, у которых не имеется аналога реле РТ-80. Поэтому для защиты АК2 применяем нормальную ОЗТ характеристику по стандарту МЭК в соответствии с выражением

$$t_{c.з.посл} = 0,14 \cdot K / (I_*^{0,02} - 1), \quad (7.8)$$

где K – временной коэффициент (уставка по времени на ЦР); I_* – кратность тока КЗ относительно тока срабатывания защиты.

Из выражения (7.8) следует:

$$K = t_{c.з.посл} (I_*^{0,02} - 1) / 0,14. \quad (7.9)$$

В начале по выражению (7.9) определяется коэффициент времени при $t_{«в»} = 0,8$ с:

$$K = t_{c.з} (I_*^{0,02} - 1) / 0,14 = 0,8(8,57^{0,02} - 1) / 0,14 = 0,25.$$

Затем по выражению (7.8) определяется $t_{c.з2}$ для различных кратностей тока КЗ:

$$I_* = 1,5(1050 \text{ A});$$

$$t_{c.з} = 0,25 \cdot 0,14 / (1,5^{0,02} - 1) = 4,3 \text{ с};$$

$$I_* = 2(1400 \text{ A});$$

$$t_{c.з} = 0,25 \cdot 0,14 / (2^{0,02} - 1) = 2,5 \text{ с};$$

$$I_* = 3(2100 \text{ A});$$

$$t_{c.з} = 0,25 \cdot 0,14 / (3^{0,02} - 1) = 1,58 \text{ с};$$

$$I_* = 5(3500 \text{ A});$$

$$t_{c.з} = 0,25 \cdot 0,14 / (5^{0,02} - 1) = 1,07 \text{ с};$$

$$I_* = 8,57(6000 \text{ A});$$

$$t_{c.з} = 0,25 \cdot 0,14 / (8,57^{0,02} - 1) = 0,8 \text{ с}.$$

На рис. 7.8 построена «нормальная» ОЗТ характеристика защиты АК2 (кривая 2). Кривая 2 хуже согласовывается с кривой 1, чем кривая 2'.

Последняя защита АК3 (защита ввода или секционного выключателя ГПП) по условию задачи выполнена с независимой от тока (НЗТ)

характеристикой срабатывания и имеет уставку по току $I_{c.33} = 3000$ А. Для определения времени срабатывания защиты АКЗ на карте селективности строится кривая 3 с координатами расчетной точки «с»: $I_{«с»} = I_{c.33} = 3$ кА; $t_{«с»} = t_{c.32} = \Delta t$.

Определим время срабатывания защиты АК2 при токе КЗ, равном 3 кА:

$$I_* = 3000/700 = 4,29;$$

$$t_{c.3} = 0,25 \cdot 0,14 / (4,29^{0,02} - 1) = 1,19 \text{ с.}$$

Приняв $\Delta t = 0,3$ с, получим уставку по времени защиты АКЗ:

$$t_{c.33} = 1,19 + 0,3 = 1,5 \text{ с.}$$

При меньшем значении тока срабатывания, например, $I_{c.33} = 2$ кА, время срабатывания защиты АКЗ пришлось бы принять равным 2 с (рис. 7.8).

Пример 7.2. Рассмотрим принцип выбора уставок и согласование зависимых защит по времени на примере длинной, секционированной на участки, линии сельскохозяйственного района, работающей в режимах нормального и аварийного питания (рис. 7.9).

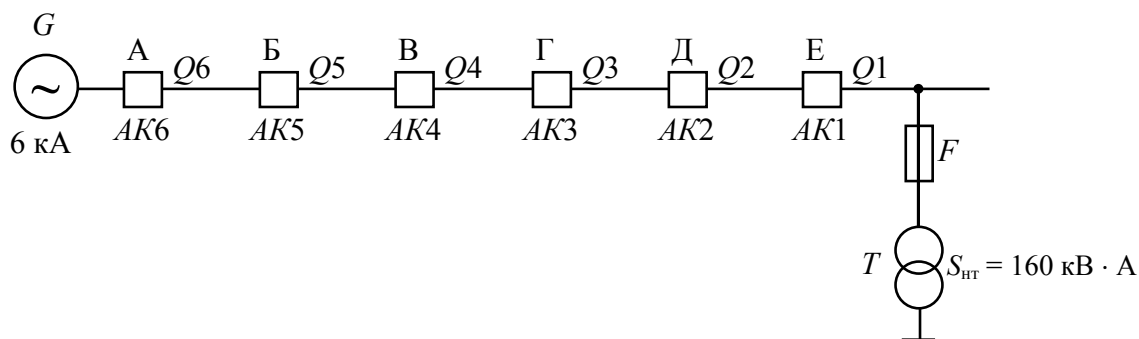


Рис. 7.9. Линия с секционными выключателями

Выпишем в виде табл. 7.2 известные по условию примера значения токов срабатывания максимальных токовых защит ($I_{c.3}$) и токов КЗ в начале участков данной линии в максимальном ($I_{к \max}$) и в минимальном ($I_{к \min}$) режимах, а также пронумеруем защиты участков от АК1 до АК6.

Вблизи выключателя Q1 к линии подключен трансформатор 6/0,4 кВ, мощностью 160 кВ·А, защищенный предохранителем F. На ВВ Q1–Q6 установлены цифровые реле типа SPAC801.

В начале по каталожным данным строится времятоковая характеристика плавкой вставки предохранителя F , защищающего самый мощный трансформатор, подключенный к первому участку рассматриваемой линии. В качестве примера принят трансформатор мощностью $160 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ с предохранителем ПКТ-6; номинальный ток плавкой вставки $31,5 \text{ А}$ (кривая ПКТ на рис. 7.10). Данный трансформатор подключен в начале линии с помощью короткой отпайки.

Таблица 7.2

Исходные данные к примеру 7.2

Наименование участков	Е	Д-Е	Г-Д	В-Г	Б-В	А-Б
Номер защиты	AK1	AK2	AK3	AK4	AK5	AK6
$I_{с.з}$, А	110	140	180	230	300	360
$\frac{I_{к \max}}{I_{к \min}}$, А	$\frac{634}{516}$	$\frac{775}{605}$	$\frac{881}{668}$	$\frac{1273}{869}$	$\frac{1511}{973}$	$\frac{8083}{2060}$
K (искомая уставка)	0,05	0,09	0,12	0,14	0,16	0,18
$t_{с.з \min}$, с	0,2	0,36	0,52	0,56	0,68	0,39

Наилучшим образом с предохранителем согласуется защита с зависимой характеристикой срабатывания по типу «нормально инверсная», описываемая математическим выражением (7.8).

Максимальный ток КЗ в начале 1-го участка линии составляет 634 А . При этом токе плавкая вставка предохранителя перегорает за время $0,01 \text{ с}$. Следовательно, последующая (по отношению к предохранителю) защита AK1 должна иметь минимальное время срабатывания $t_{с.з \min} = 0,2 \text{ с}$. Из выражения (7.9) определим ее временной коэффициент (уставку):

$$K_1 = 0,2 \left[\left(\frac{634}{110} \right)^{0,02} - 1 \right] / 0,14 = 0,051.$$

Принимаем $K_1 = 0,05$ (шаг дискретизации коэффициента K на цифровом реле составляет $0,01$):

$$t_{с.з2} = t_{с.з1} + \Delta t = 0,2 + 0,2 = 0,4 \text{ с}.$$

По условию селективности $t_{с.з2} = t_{с.з1} + \Delta t = 0,2 + 0,2 = 0,4 \text{ с}$.

Из выражения (7.9) определим уставку по времени защиты AK2:

$$K_2 = 0,4 \left[\left(\frac{634}{140} \right)^{0,02} - 1 \right] / 0,14 = 0,0876,$$

принимаем $K_2 = 0,09$.

При токе КЗ в начале своего участка время срабатывания защиты *AK2* составит:

$$t_{c.3} = 0,14 \cdot 0,09 / \left[(775/140)^{0,02} - 1 \right] = 0,36 \text{ с.}$$

В минимальном режиме питания

$$t'_{c.3} = 0,14 \cdot 0,09 / \left[(605/140)^{0,02} - 1 \right] = 0,42 \text{ с.}$$

Последующая защита *AK3* при максимальном токе КЗ в конце своего участка должна иметь время срабатывания $0,36 + 0,2 = 0,56$ с.

Временной коэффициент защиты *AK3* составит:

$$K_3 = 0,56 \left[(775/180)^{0,02} - 1 \right] / 0,14 = 0,12.$$

Защита *AK3* при КЗ в начале своего участка сработает за время

$$t_{c.3} = 0,14 \cdot 0,12 / \left[(881/180)^{0,02} - 1 \right] = 0,52 \text{ с.}$$

При минимальном режиме питания

$$t'_{c.3} = 0,14 \cdot 0,12 / \left[(668/180)^{0,02} - 1 \right] = 0,63 \text{ с.}$$

Время срабатывания защиты *AK4* при максимальном токе КЗ в конце участка В–Г должно быть не менее $0,52 + 0,2 = 0,72$ с, тогда

$$K_4 = 0,72 \left[(881/230)^{0,02} - 1 \right] / 0,14 = 0,14.$$

При токе КЗ в начале своего участка защита *AK4* срабатывает за время:

$$t_{c.3} = 0,14 \cdot 0,14 / \left[(1273/230)^{0,02} - 1 \right] = 0,56 \text{ с;}$$

$$t'_{c.3} = 0,14 \cdot 0,14 / \left[(869/230)^{0,02} - 1 \right] = 0,73 \text{ с.}$$

Временной коэффициент защиты *AK5* при

$$t_{c.3.посл} = 0,56 + 0,2 = 0,76 \text{ с,}$$

составит:

$$K_5 = 0,76 \left[(1273/300)^{0,02} - 1 \right] / 0,14 = 0,16.$$

Минимальное время ее срабатывания:

$$t_{c.3} = 0,14 \cdot 0,16 / \left[\left(1511 / 300 \right)^{0,02} - 1 \right] = 0,68 \text{ с};$$

$$t'_{c.3} = 0,14 \cdot 0,16 / \left[\left(973 / 300 \right)^{0,02} - 1 \right] = 0,94 \text{ с}.$$

Последующая защита АК6 при этом максимальном токе КЗ должна иметь время срабатывания, равное $0,68 + 0,2 = 0,88$ с, тогда

$$K_6 = 0,88 \left[\left(1511 / 360 \right)^{0,02} - 1 \right] / 0,14 = 0,18.$$

Время срабатывания защиты АК6 при близком КЗ составит:

$$t_{c.3} = 0,14 \cdot 0,18 / \left[\left(8083 / 360 \right)^{0,02} - 1 \right] = 0,39 \text{ с};$$

$$t'_{c.3} = 0,14 \cdot 0,18 / \left[\left(2060 / 360 \right)^{0,02} - 1 \right] = 0,71 \text{ с}.$$

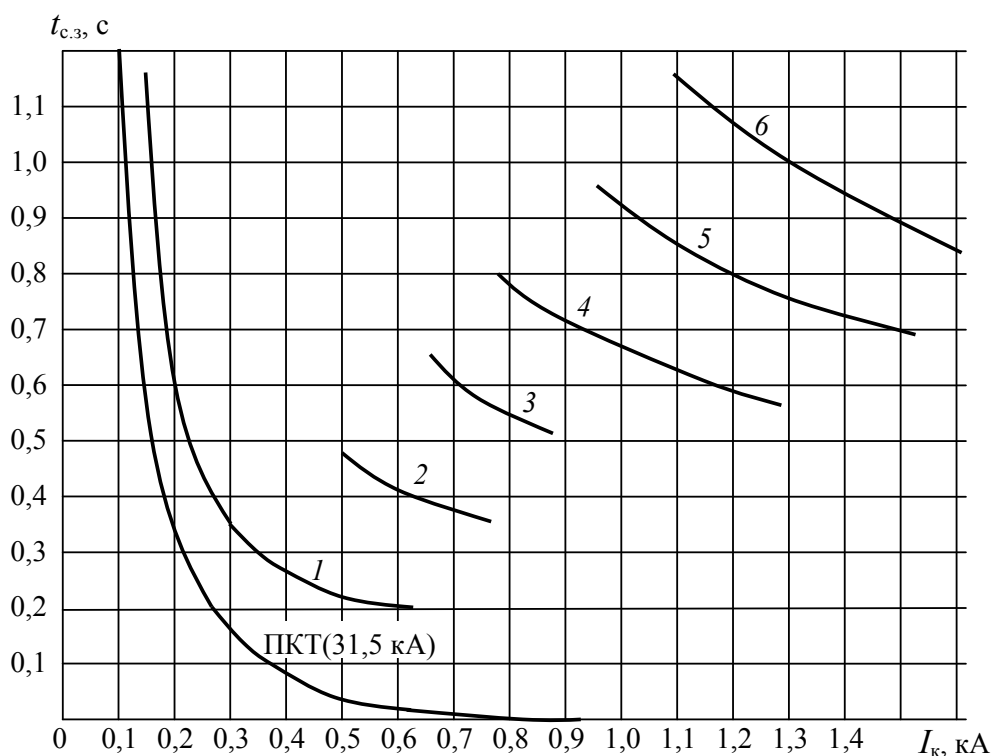


Рис. 7.10. Карта селективности зависимых защит к примеру 7.2 (рис. 7.9)

На карте селективности (рис. 7.10) построены зависимые характеристики защит АК2–АК6 в диапазоне максимальных и минимальных токов КЗ на своих участках. Продолжать их строить при малых токах (как для защиты АК1) не имеет смысла, поскольку эти защиты

однотипные и при обязательном выполнении условия (7.2) принципиально они не могут пересекаться, т. е. защиты обладают селективностью при значительно меньших временах срабатывания, чем защиты с независимыми выдержками времени. Например, при максимальном токе КЗ защита АК6 с зависимой характеристикой имеет время срабатывания 0,39 с (табл. 7.2), тогда как эта же защита с независимой выдержкой будет иметь время срабатывания (на каждом участке по 0,2 с): $t_{с.з} = 0,3 + 5 \cdot 0,2 = 1,3$ с, т. е. на 0,9 с больше. Кроме того, защита 1-го участка линии полностью отстроена от времени срабатывания предохранителя, что невозможно выполнить при независимой защите, кроме как загрузить ее уставки по току и времени срабатывания.

Использование токовой отсечки и расчет уставок. Токовая отсечка без выдержки времени (первая ступень токовой защиты) предназначена для ускорения отключения близких КЗ. Ее уставка (ток срабатывания) выбирается из условия отстройки (несрабатывания) от КЗ на смежных присоединениях: линиях, трансформаторах, т. е. от максимального трехфазного тока КЗ в конце защищаемой линии или трансформатора.

Для ТО защит АК2 и АК3 (рис. 7.6) соответственно:

$$I_{с.з. ТО2} \geq K_n \cdot I_{K2}^{(3)}; \quad I_{с.з. ТО3} \geq K_n \cdot I_{K3}^{(3)}, \quad (7.10)$$

где K_n – коэффициент надежности, принимаемый для цифровых реле 1,15–1,2.

Для сравнения при использовании электромагнитного элемента реле типа РТ-80 $K_n = 1,5$ –1,6, для реле РТМ – $K_n = 1,7$.

Чувствительность отсечек проверяется по току КЗ в месте установки защиты, т. е. при токах КЗ в начале защищаемой линии, соответственно:

$$K_{ч. ТО2} = I_{K3}^{(3)} / I_{с.з. ТО2}; \quad K_{ч. ТО3} = I_{K4}^{(3)} / I_{с.з. ТО3}. \quad (7.11)$$

При этом коэффициент чувствительности должен удовлетворять условию $K_{ч} \geq 1,2$.

Отсюда следует вывод, что применить отсечку можно только на тех линиях, где отношение токов КЗ в начале и в конце защищаемой линии превышает 1,4 для цифровых реле и 1,8 для реле РТ-80. Очевидно, что на коротких кабельных линиях применить отсечку без выдержки времени невозможно. В данном случае используется только одна защита – МТЗ.

Если к шинам подстанции подключены СД или генераторы мини-ТЭЦ, то для обеспечения их динамической устойчивости при внешних КЗ на линиях всех присоединений подстанции должны применяться ТО без выдержки времени даже в ущерб их селективности. В данном случае на коротких линиях применяют неселективную отсечку с АПВ или продольную дифференциальную защиту. Зона действия быстродействующей защиты должна распространяться на участок линии, КЗ на котором сопровождается остаточным напряжением на шинах подстанции меньше 60 % номинального напряжения.

На длинных линиях кроме ТО без выдержки времени (обычно $t_{c.31} \approx 0,05-0,1$ с) применяют еще и ТО с небольшой выдержкой времени ($t_{c.32} \approx 0,3-0,4$ с), ток срабатывания которой выбирается по условию отстройки от тока срабатывания отсечки предыдущей линии, например, для защиты АКЗ (рис. 7.6):

$$I_{c.33} \geq K_n \cdot I_{c.3 \text{ ТО2}},$$

где K_n – коэффициент надежности, принимается равным 1,1 для цифровых реле, обеспечивая тем самым селективность по чувствительности.

Чувствительность отсечки с выдержкой времени проверяется при КЗ в конце защищаемой линии:

$$K_{\text{ч}} = I_{K2}^{(2)} / I_{c.33} \geq 1,2.$$

На рис. 7.11 изображена схема, для которой выбираются уставки ТО. Там же показан график изменения тока КЗ вдоль линии.

Для защиты АК1 уставка должна отстраиваться от токов КЗ в точке КЗ:

$$I_{\text{ср.отс АК1}} = K_n \cdot I_{\text{КЗ КЗ}}. \quad (7.12)$$

Для защиты АК2 точки, от токов КЗ в которых должна отстраиваться отсечка, две: место подключения отпаечного трансформатора К1 и шины смежной подстанции К2.

Точка К1 расположена ближе и ток КЗ в ней больше. Поэтому она является расчетной точкой для выбора уставок отсечки:

$$I''_{\text{ср.отс АК2}} = K_n \cdot I_{\text{КЗ К1}}. \quad (7.13)$$

Однако в ряде случаев такой ток отсечки недопустимо загроубляет защиту, и приходится отстраиваться от КЗ в точке К2:

$$I_{\text{ср.отс АК2}} = K_n \cdot I_{\text{КЗ К2}}. \quad (7.14)$$

При этом отсечка срабатывает при КЗ на выводах трансформатора, т. е. работает неселективно.

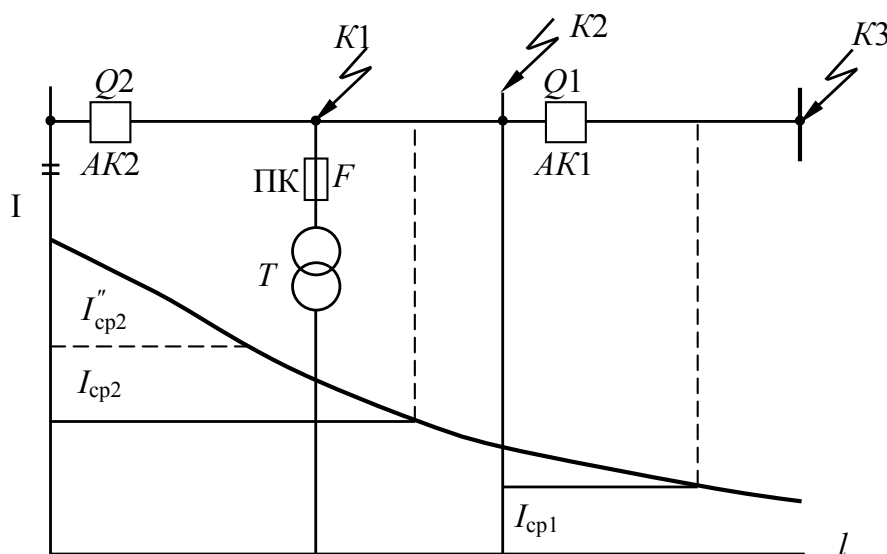


Рис. 7.11. Схема сети для выбора ТО, график изменения тока

Поскольку КЗ в трансформаторах бывает реже, чем на линиях, такую неселективность можно допустить. Эта неселективность может быть исправлена действием АПВ, при условии, что предохранитель трансформатора успевает перегореть за время отключения выключателя действием отсечки. При токе КЗ, равном пятнадцатикратному номинальному току плавкой вставки ПК, время ее перегорания менее 0,05 с, и данное условие обеспечивается. Не менее такой величины должна быть выбрана уставка отсечки:

$$I_{\text{ср.отс АК2}} = 15I_{\text{номПК}} \cdot \quad (7.15)$$

Еще одним условием выбора ТО является отстройка от суммарного броска тока намагничивания трансформаторов, подключенных к линии. При включении линии под напряжение при выдержке времени отсечки порядка 0,05 с ток срабатывания отсечки должен быть равен пяти суммарным номинальным токам трансформаторов:

$$I_{\text{ср.отс АК2}} = 5I_{\text{нам.сум}} \cdot \quad (7.16)$$

Как правило, при выборе отсечки такое условие выполняется.

Отсечка, выбранная таким образом, полностью линию не защищает, и получается характеристика, показанная на рис. 7.12.

Начало линии с большим током КЗ защищается ТО, а конец с током КЗ, меньшим уставки отсечки – МТЗ.

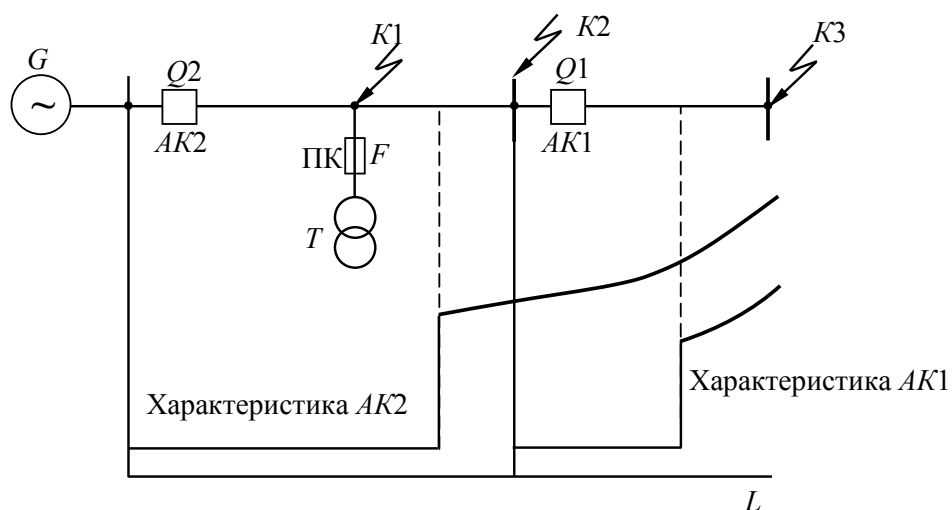


Рис. 7.12. Характеристики выдержки времени токовых защит с использованием максимальной защиты с зависимой характеристикой и ТО

При выставлении уставки отсечки следует принимать во внимание особенности ее выполнения на разных типах реле. В одних типах реле уставка задается непосредственно в единицах тока (вторичного или первичного) и времени, в других – в виде кратности к току срабатывания максимальной защиты: $K_p = I_{\text{ср.отс}} / I_{\text{ср МТЗ}}$.

7.3. Защита от замыканий на землю в сетях 6–35 кВ

Сети напряжением 6–35 кВ работают с изолированной или компенсированной через дугогасящий реактор нейтралью. Поэтому значения емкостных токов однофазного замыкания на землю невелики, они не превышают 20–30 А. Как правило, при ЗЗ не требуется немедленного отключения поврежденного присоединения, а необходимо принять меры по переводу нагрузки на резервный источник, а затем отключить поврежденную линию. Следует помнить, что в случае дугового замыкания на землю на одном из присоединений во всей электрически связанной сети возникают опасные перенапряжения (до $4,2U_{\phi}$), воздействующие на изоляцию электроустановок. Эта одна из главных причин выхода из строя высоковольтных двигателей, подключенных к разветвленной сети 6–10 кВ.

В соответствии с [1] для селективного обнаружения однофазных замыканий на каждом присоединении должна быть установлена ЗЗ (защита нулевой последовательности), которая в одних случаях действует на сигнал, в других – на отключение. В частности, на тех электродвигателях, у которых емкостной ток замыкания на землю превышает 5 А (первичных), защита должна действовать на отключение без замедления. Вместе с тем практика показала, что и при меньших токах замыкания на землю желательно двигатель отключать, поскольку длительное воздействие токов замыкания на землю на изоляцию двигателя приводит к переходу однофазного замыкания к двухфазному или к двойному КЗ. Для пояснения принципа действия ЗЗ (рис. 7.13) показано распределение емкостных токов в поврежденном и неповрежденных элементах сети.

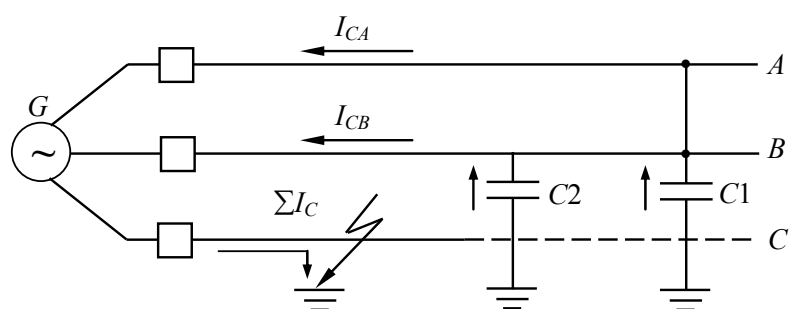


Рис. 7.13. Распределение емкостных токов при замыкании на землю

При замыкании на землю одной из фаз, например, фазы *C* по «здоровым» фазам *A* и *B* будут протекать емкостные токи, значение которых зависит от величины емкости данных линий относительно земли, а следовательно, от параметров линии (длина и сечение). В поврежденной фазе *C* эти токи складываются и проходят через точку замыкания на землю. Для выделения емкостного тока из общего тока нагрузки линии применяют фильтр тока нулевой последовательности, в виде кабельного ТНП.

Признаки, по которым можно отличить поврежденную линию от неповрежденной, следующие:

- величина тока нулевой последовательности ($3I_0$) в неповрежденной линии меньше, чем в поврежденной;
- направление вектора тока $3I_0$ в поврежденной и неповрежденной линиях противоположное.

На практике применяют два вида ЗЗ: ненаправленную (по первому признаку) и направленную (по второму признаку).

Определить направление тока $3I_0$ можно, если его вектор сравнить с неким вектором базовой величины, в качестве которого принят для всех линий вектор напряжения нулевой последовательности $3U_0$, получаемый от обмотки разомкнутого треугольника трансформатора напряжения типа НТМИ или НАМИ. В неповрежденных линиях протекают собственные емкостные токи, поэтому векторы токов $3I_0$ в неповрежденных линиях опережают вектор напряжения $3U_0$ на 90° . Следовательно, вектор тока $3I_0$ в поврежденной линии отстает от вектора $3U_0$ на 90° . Поэтому в аналоговых реле типов ЗЗП-1М и ЗЗН применяется измерительный орган направления мощности нулевой последовательности с углом максимальной чувствительности $\varphi_{м.ч} = +90^\circ$.

В цифровых реле для защиты нулевой последовательности применяются те же принципы построения, что и в аналоговых защитах.

Выбор тока срабатывания ненаправленной защиты от замыкания на землю. Уставка по току ЗЗ рассчитывается по условию несрабатывания защиты от собственного емкостного тока данного присоединения (линии или электродвигателя) по выражению

$$I_{с.з} \geq K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{с.пр}, \quad (7.17)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,2; $K_{бр}$ – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока в момент зажигания дуги; для цифровых реле $K_{бр} = 1,8-2$; для аналогового реле типа РТЗ-51 $K_{бр} = 2,5$; $I_{с.пр}$ – собственный емкостный ток защищаемого присоединения.

Для воздушных линий значение емкостного тока определяется по эмпирической формуле

$$I_c = 2,7 \cdot U_{ном} \cdot l \cdot 10^{-3}, \text{ А},$$

где l – длина линии, км; $U_{ном}$ – номинальное линейное напряжение, кВ.

Для кабельных линий значение $I_{с.пр}$ можно определить по удельным емкостным токам, приведенным в табл. П.1.12.

Значение емкостного тока электродвигателя ориентировочно определяется по формулам:

– при $U_{\text{НОМ}} = 6 \text{ кВ}$

$$I_{\text{с.дв}} = 0,017 S_{\text{НОМ.дв}};$$

– при $U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$

$$I_{\text{с.дв}} = 0,03 S_{\text{НОМ.дв}},$$

где $S_{\text{НОМ.дв}} = P_{\text{НОМ.дв}} / (\eta \cdot \cos \varphi)$, η – КПД; $P_{\text{НОМ.дв}}$ – номинальная мощность, МВт.

Более точно значение $I_{\text{с.дв}}$ рекомендуется определять экспериментально. При этом если двигатель глухо подключен к питающей его кабельной линии, в начале которой установлена защита с выключателем, то в выражении (7.17) значение $I_{\text{с.пр}}$ представляет собой сумму токов $I_{\text{с.каб}} + I_{\text{с.дв}}$.

Выбранный по выражению (7.17) ток срабатывания защиты необходимо проверить по условию чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = (\sum I_{\text{с}} - I_{\text{с.пр}}) / I_{\text{с.з}} \geq 1,2-1,5, \quad (7.18)$$

где $\sum I_{\text{с}}$ – суммарный емкостный ток всех присоединений данной электрической сети, с учетом возможного отключения одного из них на ремонт.

Сравнив выражения (7.17) и (7.18), увидим, что выполнить достаточно чувствительную ненаправленную защиту можно лишь в том случае, если значение $\sum I_{\text{с}}$ превышает величину $I_{\text{с.пр}}$ более чем в 5 раз. То есть такую защиту можно применить только в достаточно разветвленной электрической сети. В противном случае применяют направленную ЗЗ.

Выбор параметров срабатывания направленной защиты от замыкания на землю. Направленная защита применяется в сетях с токами замыкания на землю более 0,5–0,6 А (первичных) и в случае недостаточной чувствительности ненаправленной защиты.

В качестве уставок направленной защиты в цифровое реле вводятся следующие параметры:

– значение напряжения $3U_0 = 15-20 \text{ В}$ для отстройки от небаланса фильтра напряжения нулевой последовательности;

– характеристический угол $\varphi_{\text{м.ч}} = +90^\circ$;

– выдержка времени срабатывания; для электродвигателей выбирается $t_{\text{с.з}} = 0,1 \text{ с}$, но допускается $t_{\text{с.з}} = 0,5 \text{ с}$ в случае применения линейных трансформаторов тока в трех фазах;

– значение тока срабатывания защиты $I_{\text{с.з}} = 3I_0$.

Уставка по току выбирается по условию обеспечения гарантированного коэффициента чувствительности, равного 2:

$$I_{c.з} = (\sum I_c - I_{c.пр})/2. \quad (7.19)$$

Значение $I_{c.з}$ должно быть принято более 0,3 А (первичных), иначе может произойти неселективное срабатывание цифрового реле при внешних замыканиях на землю.

Защита от замыкания на землю в сетях с компенсированной нейтралью. В разветвленных электрических сетях 6–35 кВ при относительно больших емкостных токах замыкания на землю более 20–30 А в нейтраль включают индуктивность, резонансно настроенную с емкостью сети (дугогасящий реактор – ДГР). В настоящее время серийно выпускаются автоматические регуляторы ДГР типа РУОМ. Этот ДГР при отсутствии замыкания на землю работает в режиме холостого хода, но его автоматика постоянно следит за изменением емкости сети и в момент возникновения замыкания на землю выводит ДГР на режим, близкий к резонансной настройке. При полной компенсации емкости сети в точке замыкания на землю ток практически отсутствует. В этой связи рассмотренные выше защиты, реагирующие на ток $3I_0$, принципиально не могут быть использованы в компенсированных сетях. Для таких сетей заводом ЧЭАЗ «Чебоксары» выпускается аналоговое устройство сигнализации типа УСЗ-3М, принцип действия которого основан на измерении гармонических составляющих тока замыкания на землю (от 150 до 650 Гц) в каждом присоединении. Поврежденное присоединение определяется по наибольшему значению высокочастотных составляющих тока замыкания на землю (относительный замер). В цифровом реле типа СПАС используется такой же принцип действия, но измерение производится одновременно в каждом присоединении, а результаты выводятся на дисплей.

В цифровых реле Seram 2000 для компенсированных сетей применяется направленная ЗЗ, реагирующая на направление вектора активной составляющей тока замыкания на землю ($3I_0$). Величина активной составляющей тока очень мала, но цифровой принцип измерения позволяет его обнаружить и сравнить с уставкой. Защита характеризуется своей способностью обнаружения кратковременных повторяющихся замыканий на землю в течение выдержки времени при перемежающейся дуге. В компенсированных сетях ЗЗ действует только на сигнал, а не на отключение.

Защиты по току нулевой последовательности, подключаемые к ТТ нулевой последовательности отечественного производства, нельзя настраивать по вторичному току, непосредственно выставляя уставку в реле. Коэффициент трансформации этих трансформаторов резко изменяется в зависимости от нагрузки из-за их малой мощности. На уставку влияет даже сопротивление соединительных проводов. Поэтому настройка ведется по первичному току, подаваемому через провод, пропущенный через зазор ТТП. Для начала можно принять коэффициент трансформации ТТП равным 25.

В заключение следует отметить, что решение [2] о возможности работы линии 6–35 кВ с замыканием на землю сейчас подвергнуто сомнению. Провод, лежащий на земле или на сооружениях, очень опасен для окружающих в густонаселенной местности. Однако ЗЗ на указанных принципах трудно выполнить селективной.

Для обеспечения селективности за рубежом применяется и начинает применяться и у нас режим заземления нейтрали через резистор сопротивлением 100 Ом. Активный ток замыкания на землю с таким резистором равен 60 А в сети 10 кВ и 36 А в сети 6 кВ. Такого тока вполне достаточно для обеспечения четкой и селективной работы токовой защиты нулевой последовательности, в том числе и при ее включении в нулевой провод фазных ТТ. В таких условиях ЗЗ должна работать на отключение. Если ЗЗ выполнить направленной, то характеристический угол устанавливают $\varphi_{м.ч} = 0$, как в цепи с активным сопротивлением.

7.4. Назначение и разновидности дуговых защит

Комплектные распределительные устройства (КРУ(Н)) напряжением 6–35 кВ внутренней и наружной установки являются одним из наиболее массовых элементов подстанций распределительных электрических сетей и станций, основным достоинством которых являются малые габаритные размеры, высокая степень готовности к монтажу и наладке. Ограниченное время отключения КРУ(Н) при внутренних КЗ через электрическую дугу не должно превышать 35 мс, что связано с их малыми габаритными размерами. Данная проблема усугубляется тем, что КРУ, введенные в эксплуатацию в прошлом столетии, как правило, не оснащены быстродействующей защитой от дуговых КЗ.

Последствия дугового КЗ или замыкания на землю в распределительных устройствах низкого и среднего напряжения могут быть очень тяжелыми. Дуговой разряд способен вывести из строя дорогое оборудование и вызвать продолжительные и дорогостоящие простои. Кроме того, электрическая дуга может нанести тяжелые травмы персоналу.

Причинами дуги могут быть: повреждение изоляции, неисправность оборудования, неправильные соединения шин или кабелей, перенапряжения, коррозия, загрязнение, влага и старение изоляции. Воздействие большинства этих факторов можно предотвратить надлежащим техническим обслуживанием. Но, несмотря на все меры предосторожности, к КЗ через дугу могут также приводить ошибки персонала.

При обнаружении и минимизации последствий дугового разряда ключевым фактором является время. Дуговой разряд в течение 500 мс способен значительно повредить изоляцию и таким образом за 500 мс ячейка полностью выгорает. При длительности дугового разряда менее 100 мс повреждения часто имеют меньший масштаб, а если дуга устранивается меньше чем за 35 мс, повреждения почти незаметны.

Наибольшие разрушения ячеек КРУ происходят в результате дуговых замыканий в самих ячейках или на сборных шинах. Для предотвращения разрушения ячеек (а в некоторых случаях и КРУ) необходимо использовать один из вариантов построения дуговой защиты. С выходом 15-го издания ПТЭ применение быстродействующей дуговой защиты является обязательным в КРУ 6–10 кВ.

Существуют два основных вида дуговых защит: механическая (настраивается на увеличение давления внутри объема ячейки в результате горения дуги) и электронная (настраивается на световой поток, появляющийся в момент возникновения дугового замыкания – фототиристор, фотодиод, оптоволокно (ВОД)).

Дуговые защиты можно классифицировать как индивидуальные и централизованные.

Централизованные многоканальные защиты предназначены для защиты секции или группы ячеек и не обеспечивают селективного выявления зоны повреждения. Оптические датчики, например, полупроводниковые фотоприборы, соединяются параллельно, а ВОД включается в виде петли. Для повышения селективности централизованные защиты могут быть выполнены по централизованно-индивидуальному принципу, когда каждый датчик имеет свою зону наблюдения. Централизованный принцип обеспечивается за счет от-

дельного устройства, куда стекается информация от датчиков дуговых замыканий, от пусковых органов защит, о положении выключателей. В зависимости от места возникновения дуги, используя вышеперечисленную информацию, это устройство выдает команду на отключение того или иного выключателя.

Индивидуальное исполнение защиты позволяет выполнить воздействие на выключатель поврежденной ячейки, обеспечить селективность действия защиты и выявить поврежденную зону. Как правило, защиты индивидуального принципа действия являются одноканальными, т. е. имеющими один канал для организации измерительной цепи.

Для исключения ложных срабатываний дуговая защита должна быть выполнена с контролем тока КЗ (пуск МТЗ) или снижения напряжения (пуск ЗМН).

Существует два вида основных способов распознавания дуговых КЗ:

1. Способы, основанные на контроле параметров и характеристик электрической цепи с дугой: спектрального состава тока или напряжения, модулей и аргументов фазных составляющих токов и напряжений, уровней несимметрии токов или напряжений, сопротивлений или вольт-амперных характеристик короткозамкнутой цепи. Эти способы позволяют использовать традиционные для РЗ сигналы – токи и напряжения. Наряду с известными достоинствами в преобразовании и обработке токов и напряжений имеется и ряд недостатков, заключающихся в том, что данные признаки могут наблюдаться не только при внутренних дуговых КЗ, но и при внешних КЗ. Последнее затрудняет распознавание внутреннего повреждения, т. е. не позволяет выполнить защиту с абсолютной селективностью.

2. Способы, основанные на контроле параметров электрической дуги и сопутствующих ей явлений: температуры, давления, электрической проводимости окружающей среды (степени ионизации газов), излучения, оптических свойств среды, электромагнитного излучения. Они позволяют увеличить степень распознаваемости дуговых КЗ в КРУ. Влияние эксплуатационных режимов на функционирование защит, реализующих способы контроля этой группы, с учетом конструктивных особенностей КРУ минимально.

Принцип действия различных устройств дуговой защиты. Реле защиты от дуги – это устройство, используемое для уменьшения повреждения оборудования в самых серьезных авариях энергосистемы и увеличения безопасности персонала. Устройство дуговой защи-

ты обнаруживает дугу в распределительном устройстве и измеряет ток повреждения, возникший вследствие дугового замыкания. При обнаружении повреждения реле дуговой защиты немедленно отключает выключатель. Устройство дуговой защиты работает намного быстрее обычных систем защиты. Таким образом, повреждения оборудования и персонала вследствие возникновения дуги могут быть уменьшены по сравнению с использованием классических систем защит (МТЗ, ТО).

Принцип действия устройств дуговой защиты заключается в том, что датчики отправляют сигнал на микропроцессор защиты (например, БМРЗ или АВВ). По принципу действия датчиков дуги различают применение выхлопных клапанов, фототиристоров, волоконно-оптических датчиков.

Дуговая защита с помощью дугоуловителей и клапанов разгрузки. Для защиты отсека сборных шин по торцам секции КРУ устанавливаются дугоуловители (ДУ). При однорядном размещении двух секций КРУ дугоуловители устанавливаются между секциями. При возникновении в отсеке сборных шин шкафа дуга перемещается (не оставляя никаких следов) по сборным шинам в сторону от источника питания. Добравшись до торцевого шкафа секции, дуга попадает в ДУ. На крыше ДУ установлен разгрузочный клапан с концевым выключателем. Клапан под действием избыточного давления газов, образующихся при горении электрической дуги, отбрасывается, – срабатывает концевой выключатель, выдавая сигнал на отключение вводного выключателя (или любого другого, предусмотренного схемой). Однако для целей дуговой защиты использование традиционного клапана в ячейке значительно ухудшает ее потребительские качества (надежность). Клапанная дуговая защита как механическое устройство реагирует не на дугу, а на последствия дуги, и будет работать при достижении давления газов, достаточного для срабатывания, поэтому имеет определенные недостатки, в частности, недостаточную чувствительность и значительное время срабатывания.

Дуговая защита отсеков вводного и линейного элементов осуществляется с помощью разгрузочных клапанов и концевых выключателей, действующих на отключение выключателя данного шкафа.

Выполнение дуговой защиты с помощью разгрузочных клапанов и дугоуловителей – простой способ от разрушения шкафов КРУ токами КЗ.

В области быстродействующих защит от данного вида повреждений доминируют защиты, использующие принцип контроля светового потока и тока. В качестве оптических датчиков используются фототиристоры (ФТ), фототранзисторы, фотодиоды, фоторезисторы или волоконно-оптические датчики (ВОД). На выполнение дуговой защиты существенно влияет как исполнение оптического датчика, измерительных органов, конструктивное выполнение РУ, так и требования к выходным воздействиям.

Дуговая защита на ФТ выполняется следующим способом. На секции КРУ фототиристоры дуговой защиты устанавливаются по два на одном кронштейне в линейном (кабельном) отсеке и отсеке выключателя (трансформатора напряжения и т. д.) в зависимости от применяемой конструкции КРУ. Фототиристоры устанавливаются таким образом, чтобы просматривался защищаемый отсек. Действие ФТ различных отсеков, кроме отсека сборных шин, осуществляется на отключение собственного выключателя.

Для защиты отсека сборных шин ФТ устанавливаются, начиная со второго шкафа, далее через два шкафа на третьем. При возникновении КЗ в отсеке сборных шин ФТ по шинкам дуговой защиты подают сигнал на отключение вводного или секционного выключателя. Все ФТ подключаются к шинкам дуговой защиты параллельно.

Фототиристор – это тиристор, перевод которого в состояние с высокой проводимостью осуществляется световым воздействием. При освещении ФТ в полупроводнике генерируются парные носители заряда (электроны и дырки), которые разделяются электрическим полем электронно-дырочных переходов. В результате через $p-n$ переходы начинают проходить токи (фототоки), играющие роль токов управления.

Современные ФТ изготавливают на токи от нескольких мА до 500 А и напряжения от нескольких десятков вольт до 3 кВ. Мощность управляющего светового излучения (при длине волны 0,9 мкм) порядка 1–100 мВт. Фототиристоры находят применение в различных устройствах автоматического управления и защиты, а также в мощных высоковольтных преобразовательных устройствах.

Конструктивно ФТ представляют собой светочувствительный монокристалл с $p-n-p-n$ -структурой, обычно из кремния, расположенный на медном основании и закрытый герметичной крышкой с прозрачным для света окном.

Для управления ФТ пригодны следующие источники излучения – электрические лампы накаливания, импульсные газоразрядные лампы, светодиоды, квантовые генераторы и др. Величина светового потока, необходимого для перевода ФТ в состояние с высокой проводимостью, характеризует чувствительность прибора. Она определяется спектральным составом излучения, коэффициентом отражения и поглощения монокристалла, а также заданными значениями электрических параметров ФТ: напряжением переключения, скоростью нарастания прямого напряжения и т. д.

О повышении надежности защиты от дуговых замыканий на фототиристорах. За последнее время по информации из различных источников произошло несколько случаев ложного срабатывания защиты от дуговых замыканий (ЗДЗ) на ФТ в КРУН-10 кВ.

Анализ ложных срабатываний ЗДЗ показал, что на заводах-изготовителях не учитывают возможности открытия ФТ по скорости изменения напряжения dU/dt и не предъявляют соответствующих требований к поставщику ФТ.

По информации производителя ФТ ТФ-132 выпускаются с различными группами по dU/dt : от 20 до 100 В/мкс, но т. к. потребители не предъявляют требований к динамике, то маркировка группы на корпусе не производится, хотя данные испытания проходят все ФТ. Более того, до 60 % выпускаемых ФТ имеют допустимую dU/dt на уровне 100 В/мкс, однако в поставке могут оказаться также и приборы с более низкой группой.

Итак, учитывая изложенное выше, можно сделать вывод, что ложные срабатывания ЗДЗ связаны с несоответствием группы по dU/dt у «пробиваемых» ФТ требованиям, предъявляемым электрической схемой ЗДЗ: ФТ должны иметь группу по dU/dt , соответствующую 100 В/мкс.

Защита на основе волоконно-оптических датчиков. Волоконно-оптические датчики, установленные в отсеках высоковольтных шкафов и имеющие практически круговую диаграмму направленности, фиксируют световую вспышку от электрической дуги и передают ее по оптическому волокну в блок детектирования света устройства. При этом устройство дуговой защиты формирует сигнал на отключение высокого напряжения от распределительного устройства, тем самым, защищая оборудование от разрушения. В зоне действия электрической дуги находятся только пассивные компоненты (объектив

ВОД и волоконно-оптический кабель), обладающие абсолютной невосприимчивостью к электромагнитным помехам.

Устройства дуговой защиты. Устройство быстродействующей селективной световой дуговой защиты БССДЗ-01/02 изготавливается ЗАО «Промэлектроника» (г. Саратов). БССДЗ-01/02 предназначено для исключения или минимизации разрушений в ячейках от воздействия электрической дуги, происходящей в распределительных устройствах 6–10 кВ. При появлении дуги в КРУ(Н), в зависимости от ее места возникновения, БССДЗ-01/02 без выдержки времени выдает сигналы на отключение линейной ячейки (селективное отключение), секции или трансформатора с высокой стороны. После факта отключения устройством БССДЗ-01/02 секции эксплуатационный персонал имеет возможность определить место возникновения дуги и после осмотра и устранения причин возникновения дугового замыкания ввести БССДЗ-01/02 вновь в работу.

Устройства дуговой защиты семейства ОВОД обеспечивает защиту от повреждения оборудования и обслуживающего персонала от травм при возникновении открытой электрической дуги. Устройство ОВОД-М является устройством защиты радиального типа. Применение такого метода построения защиты позволяет быстро определить место повреждения и сделать более гибкой логику работы устройства совместно с РЗА распределительного устройства. ОВОД-М устанавливается в релейных отсеках КРУ и КРУН или в любом месте помещения для КРУ. Максимальное расстояние от места установки устройства до защищаемой секции (ячейки или отсека) определяется длиной оптического кабеля ВОД и может достигать нескольких сотен метров.

Область применения: ячейки НКУ, КРУ, КРУН и КСО напряжением 0,4–35 кВ; комплектные трансформаторные подстанции КТП, КТПСН и т. п.

Функциональные и эксплуатационные возможности дуговой защиты семейства ОВОД:

- автоматический контроль работоспособности оптоэлектронного тракта;
- выдача команд на отключение выключателей трех ступеней силовых электрических цепей;
- определение отсека ячейки КРУ, в котором возникла электрическая дуга;
- наличие функции УРОВ;

- формирование логики работы в соответствии с требованиями заказчика или проектной документации;
- одновременная защита двух секций;
- наличие пяти дополнительных сигналов «Запрет АПВ» или «Запрет АВР»;
- проверка функционирования при проведении пуско-наладочных работ и техническом обслуживании с пульта управления устройством;
- наличие последовательных портов RS232 и RS485;
- наличие интуитивного интерфейса для работы с устройством;
- встроенная функция календаря и часов;
- минимум затрат при быстром монтаже устройства без изменений в конструкции ячеек КРУ.

Область применения устройства дуговой защиты ДУГА-МТ:

- распределительные устройства напряжением 6–35 кВ;
- ячейки КРУ, КРУН, КСО;
- комплектные трансформаторные подстанции КТП, КТПСН и т. п.

Назначение устройства дуговой защиты ДУГА-МТ:

- защита обслуживающего персонала от травм и повреждений, вызванных открытой электрической дугой;
- минимизация или исключение разрушений в ячейках и секциях РУ;
- сокращение времени обнаружения и ликвидации последствий дугового замыкания;
- снижение затрат, связанных с нарушением электроснабжения.

Устройство ДУГА-МТ построено по распределенно-централизованному принципу и содержит:

- центральный блок ДУГА-БЦ;
- ВОД или фототиристорные датчики (ФТД) дуговых замыканий.

Количество датчиков в ячейке РУ определяется числом изолированных высоковольтных отсеков. Общее количество датчиков в РУ не ограничено.

Для ВОД применяется БР типа ДУГА-О, для ФТД или клапанных датчиков – типа ДУГА-Ф.

Устройство ДУГА-МТ обеспечивает селективное отключение выключателей вводов РУ; силовых трансформаторов; секционных; отходящих присоединений РУ.

Схемы от дуговых замыканий могут быть выполнены для исключения ложной работы защиты:

- с блокировкой по току;

- с блокировкой по напряжению;
- с блокировкой по току и по напряжению.

Кроме того, отсеки шкафов оборудованы клапанами избыточного давления, контроль положения которых осуществляется путевыми конечными выключателями, подключенными к соответствующим цепям схем ЗДЗ.

Реле дуговой защиты ABB REA. Опасность больших повреждений и тяжелых последствий КЗ, вызванных дугой, можно снизить с помощью быстродействующей системы дуговой защиты REA. Не только дуговые КЗ, но даже и дуговые замыкания на землю с токами ниже нормального нагрузочного тока могут обнаруживаться и прерываться до того, как они перейдут в двух- или трехфазные КЗ.

Общее время отключения КЗ уменьшено до максимального значения 2,5 мс плюс время отключения самого выключателя. Кроме того, дуговая защита может исключить неудачные попытки автоматического повторного включения при КЗ в кабельном отсеке.

Функциональные и эксплуатационные возможности дуговой защиты семейства REA:

- оптоволоконный датчик, петлевой или радиальный, или линзовый датчик для обнаружения электрической дуги;
- два быстродействующих полупроводниковых отключающих контакта;
- срабатывание по факту наличия только светового сигнала или в сочетании с быстродействующей регулируемой функцией максимального тока с возможностью измерения токов трех фаз или тока двух фаз и нейтрали;
- полное время срабатывания менее 2,5 мс;
- два порта RJ45 для цепочечного подключения блоков расширения;
- функция УРОВ (устройство резервирования отказа выключателя), т. е. задержка сигнала отключения для вышестоящего выключателя;
- самоконтроль оптоволоконного датчика рабочих напряжений и кабельных соединений между центральными блоками и блоками расширения.

Реле дуговой защиты REA101 и блоки расширения REA103, REA105 и REA107 предназначены для защиты распределительных устройств СН и НН с воздушной изоляцией. Блоки расширения позволяют увеличивать число оптоволоконных и/или фотодатчиков, расширяя тем самым защищаемую зону. В случае возникновения электрической дуги место КЗ может быть быстро локализовано путем проверки области контроля датчика, который обнаружил дуговой разряд. Блоки

расширения REA103 и REA105 имеют почти одинаковую конструкцию. Основное отличие блока REA103 от REA105 состоит в том, что блок REA105 снабжен двумя быстродействующими отключающими контактами, способными отключать, например, СВ или оба выключателя одного фидера в двойной системе шин. Тем самым достигается избирательное отключение. Блок REA107 также используется для расширения защищаемой зоны. Он имеет входы для восьми датчиков.

Дуговая защита VAMP – это быстродействующая система защиты для комплектных распределительных устройств низкого и высокого напряжения. Система специально разработана, чтобы увеличить безопасность персонала и минимизировать материальные затраты вызванные воздействием электрической дуги на электрооборудование. Небольшой характер повреждений также означает ограниченную потребность в ремонтных работах и позволяет быстро восстановить электроснабжение потребителей.

Устройство защиты VAMP121 предназначено для защиты от дугового замыкания в распределительных устройствах НН и СН. VAMP121 – одномодульная система, которая предоставляет компактное решение, когда область применения не требует измерения тока КЗ. К устройству VAMP121 возможно подключить 10 датчиков дуги.

Устройство защиты VAMP221 предназначено для селективной защиты от дугового замыкания в распределительных устройствах среднего напряжения. VAMP221 – многомодульная система, которая позволяет реализовать селективность отключения, а также когда требуется измерение тока при возникновении дугового замыкания.

Рекомендации при монтаже дуговой защиты. На рис. 7.14 приведен пример расположения дуговой защиты на подстанции, имеющей на стороне НН 6–10 кВ две секции, а на стороне ВН трансформаторов – выключатели или отделители с короткозамыкателями.

Секции 6(10) кВ соединены между собой СВ Q2 и разъединителем. С целью минимизации аппаратных затрат на выполнение защиты, обеспечения требуемой надежности питания и быстродействия КРУ условно разделено на несколько зон, в которых при КЗ воздействие защиты одинаково. Зона 1 (рис. 7.14) представляет собой ячейку вводного выключателя; 2 – зона сборных шин (шинный мост); 3 – СВ; 4 – секционный разъединитель; 5, 6 – отсеки высоковольтного выключателя линейной ячейки, ТТ и кабельной разделки соответственно. При повреждении в зоне 1 требуется воздействие на коммутационные аппараты стороны ВН, в то время как при КЗ в зоне 2 достаточно воздействия на вводной и секционные выключатели. Лик-

видация КЗ в ячейке секционного выключателя требует отключения вводных выключателей двух вводов, а при КЗ в зоне 4, т. е. в ячейке секционного разъединителя, достаточно ограничиться отключением секционного выключателя и ближайшего к месту повреждения вводного выключателя. Отключение КЗ в отсеке линейного выключателя (зона 5) зависит от типа данного коммутационного аппарата. При использовании маломасляных выключателей их отключение в этом случае нецелесообразно из-за возможного взрыва воздушно-водородной смеси газов и логика действия при этом аналогична логике ликвидации повреждения в зоне 2. При использовании вакуумных выключателей возможно воздействие на него при КЗ в зоне 5. Воздействие защиты при КЗ в зоне 6 также зависит от конструктивного исполнения ячейки. В случае наличия оптической связи зон 5 и 6 практически не представляется возможным из-за многократных отражений светового потока селективное выявление поврежденного отсека, т. е. предлагается воздействие на вводной и секционный выключатель. В противном случае, когда отсутствует возможность попадания светового потока из одного отсека в другой, с целью минимизации объема повреждения предлагается отключение линейного выключателя.

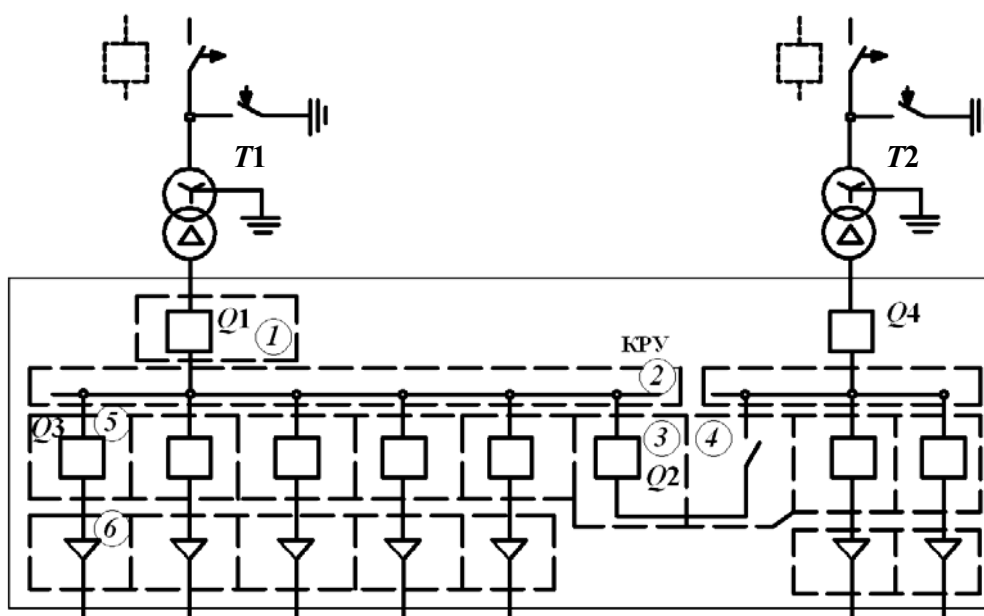


Рис. 7.14. Варианты разделения КРУ подстанции на особые зоны установки оптических датчиков: 1 – ячейка вводного выключателя; 2 – шинный мост; 3 – СВ; 4 – секционный разъединитель; 5, 6 – отсеки высоковольтного выключателя линейной ячейки, ТТ и кабельной разделки

Схемы включения оптических датчиков и измерительных органов. На основе сформированного выше подхода к построению дуговой защиты КРУ можно выполнить различные варианты дуговой защиты, отличающиеся в том числе и схемами включения оптических датчиков. В схемах включения оптических датчиков (рис. 7.15) приняты следующие термины: «продольное включение датчиков», что соответствует их объединению в одноименных отсеках (зонах), например, в шинном мосте, отсеках выключателей, отсеках ТТ и кабельной разделки, а также «поперечное включение датчиков» – объединение датчиков разных отсеков (разных зон), «продольно-поперечное включение датчиков» – сочетание первого и второго приемов (рис. 7.15).

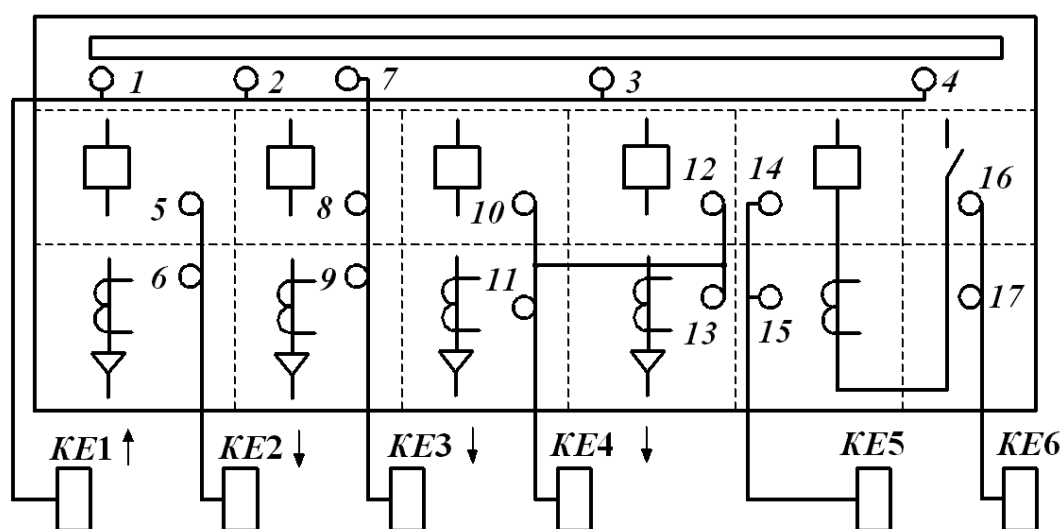


Рис. 7.15. Варианты включения оптических датчиков и измерительных органов

Примерами продольного включения датчиков, что также соответствует их расположению вдоль защищаемого объекта, являются схемы соединения датчиков 1–4, к ИО KE1 (рис. 7.15), а соответственно поперечному – включение датчиков 5–6, 7–9, 14–15, 16–17 к ИО KE2, KE3, KE5, KE6. Продольно-поперечное включение датчиков 10–13 к ИО KE4 также показано на рис. 7.15. Подключение датчиков ко входам ИО может осуществляться путем их объединения или включением к независимым входам. В первом случае теряется возможность селекции поврежденной зоны, а при возможности селективного выявления поврежденной зоны необходимо применение многоканальных измерительных органов.

7.5. Логическая селективность защит линий

Логическая селективность может быть реализована на цифровых реле, которые, как правило, объединены линией связи – проводной «витая пара», оптико-волоконной или телефонной (через модем) с целью передачи (приема) информации на центральный диспетчерский пункт в системе АСУ ТП. Эта связь позволяет передавать и принимать сигналы логического ожидания от одного реле к другому реле, размещенных на разных объектах. Принцип логической селективности заключается в следующем (рис. 7.16). В каждом цифровом реле $AK1$ – $AK4$ используется отдельная ступень токовой защиты, имеющая такую же уставку по току, как и последняя самая чувствительная ступень МТЗ. Время срабатывания этой отдельной ступени примерно равно 0,2 с, т. е. она имеет быстрдействие как ТО. Однако данная ступень может быть заблокирована сигналом логического ожидания (ЛО), переданного по каналу связи от реле предыдущей защиты. Реле может сигнал ЛО передавать транзитом на вышестоящие последующие элементы.

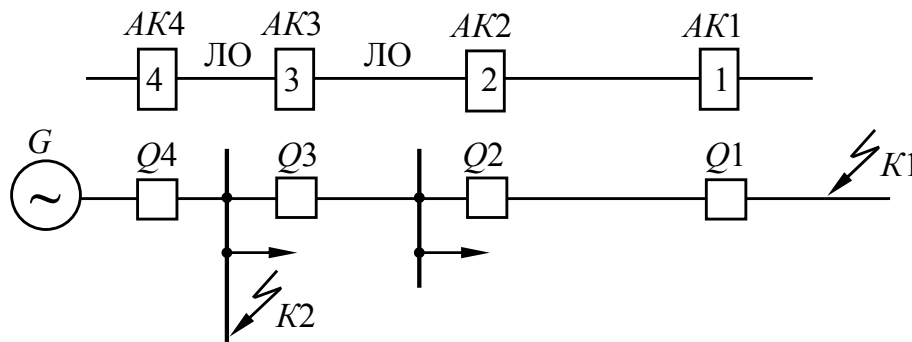


Рис. 7.16. Логическая селективность в радиальной сети

Когда $K3$ происходит в радиальной сети, ток $K3$ протекает по цепи от источника питания до точки $K3$. Например, при $K3$ в точке $K1$ активизируются пусковые органы предыдущей $AK1$ и последующих $AK2$ – $AK4$ защит. Реле $AK1$ передает на все последующие защиты $AK2$ – $AK4$ сигнал ЛО и быстрдействующие их ступени блокируются. Но МТЗ с временной селективностью остается в работе. В данном примере без выдержки времени сработает реле $AK1$ и отключит выключатель $Q1$ и $K3$ в точке $K1$. При $K3$ в точке $K2$ предыдущие реле $AK1$ – $AK3$ не активизируются, поскольку через них ток $K3$ не проходит. Реле $AK4$ не получает сигнал ЛО, поэтому отключит $K3$ без задержки. Таким образом, функция логической селективности, в от-

личие от классической МТЗ, обеспечивает селективность без накопления выдержек времени на головных элементах. Основное требование данной функции – необходимость иметь высоконадежные линии связи. За счет способности цифровых реле к самодиагностике, в том числе и линий связи, указанное требование выполняется.

Частным случаем применения функции логической селективности является *логическая защита шин подстанции*. Как отмечалось выше, КЗ на сборных шинах 6(10) кВ могут вызвать серьезные последствия, поэтому желательно их немедленно отключать. Однако МТЗ секционного и вводного выключателей подстанции имеют выдержки времени. Для реализации быстродействующей логической защиты шин цифровые реле на всех присоединениях подстанции объединяются по цепи передачи сигнала ЛО на входы реле секционного и вводного выключателей. При КЗ на шинах защиты секционного или вводного выключателей без замедления отключат повреждение при условии, что не запустилась защита ни на одном из отходящих фидеров. Пуск защиты на каком-либо фидере свидетельствует о внешнем, по отношению к шинам, замыкании.

Противопоказанием к применению логической защиты шин является двигательная нагрузка на фидерах. В случае замыкания на шинах двигатели подпитывают точку КЗ. Это может привести к запуску защит на отходящих фидерах, а следовательно, к задержке в отключении выключателя ввода. В данном случае преимущества, даваемые логической связью защит, теряются.

7.6. Особенности устройства автоматического повторного включения линий

Автоматическое повторное включение обязательно применяется на воздушных и смешанных линиях, иногда применяется и на кабельных линиях.

Уставки АПВ на тупиковых линиях не требуют специальных расчетов. Необходимость задания выдержки времени АПВ диктуется следующим:

- после отключения линии должна восстановиться изоляция в месте повреждения – произойти деионизация внешней среды, заплыв место пробоя кабеля, упасть наброс, попавший на линию электропередачи;

- выключатель должен восстановить отключающую способность, например, дугогасительная камера должна заполниться маслом.

Все эти процессы наверняка закончатся через 2 с. Эта уставка АПВ и предлагается к выполнению на указанных устройствах: $t_{\text{АПВ}} = 2,0$ с.

В ряде случаев такой длительный перерыв питания не допускается потребителем из-за возможности нарушения технологического процесса. В данном случае выдержка времени АПВ может быть уменьшена до требуемой величины, если это позволяет примененный выключатель.

Кроме уставки по времени срабатывания в реле необходимо указать время готовности АПВ. Время готовности позволяет исключить АПВ при повторяющихся КЗ, а также при первом включении выключателя на устойчивое КЗ. Практически выбор времени готовности определяется решением руководства службы РЗА предприятия. При отсутствии такого решения можно установить время равным 30 с.

7.7. Ускорение максимальной токовой защиты при включении выключателя

В цифровых реле предусматривается ускорение МТЗ. Ускорение имеет одну выдержку времени 0,5 с и вводится на время 1 с. Согласно [1] защита ускоряется, если выдержка времени МТЗ превышает 1,0 с. Каких-либо дополнительных расчетов для обоснования возможности ввода ускорения не требуется. Выдержка 0,5 с обеспечивает отстройку ускоряемой ступени от всех переходных процессов.

Ускорение применяют на подстанциях для МТЗ секционного и вводного выключателей. Оно работает при первом включении выключателя на КЗ, например, на шинах подстанции иногда забывают снять заземление после проведения ремонтных работ.

Частным случаем ускорения защиты является ускорение до АПВ. Ускорение МТЗ до АПВ применяется, например, на выключателе линии 35 кВ, от которой последовательно питаются несколько подстанций 35/10 кВ без постоянного оперативного персонала. Нередко оборудование таких подстанций сильно изношено, а низкое качество обслуживания их оперативно-выездными бригадами не гарантирует работу АПВ на выключателях. Суть ускорения до АПВ состоит в том, что при КЗ на смежной линии, оно сначала неселективно отключается предыдущей защитой линии по цепи ускорения (с меньшей выдержкой времени), а затем включается от АПВ. Если КЗ не устранено, то после АПВ защита переключается на селективную (большую) выдержку времени и в дальнейшем повреждение селективно отключается защитой, ближайшей к месту повреждения.

7.8. Особенности выбора защит и их уставок на тупиковых линиях 35 кВ

Выбор аппаратуры. Как правило, на линиях 35 кВ применяются защиты с независимой выдержкой времени. Нагрузкой линии является трансформатор, защищенный дифференциальной защитой или ТО и МТЗ с независимой выдержкой времени. Защиты трансформатора действуют на отключение своего выключателя или на включение короткозамыкателя.

Применяемая аппаратура для ВЛ-35 кВ имеет повышенные требования по сравнению с аппаратурой для ВЛ-10 кВ.

Трансформаторы тока для защиты на линиях 35 кВ должны устанавливаться в трех фазах или защиты должны быть трехэлементными с установкой двух элементов в фазах (как правило, *A* и *C*), а третьего – в обратный провод соединенных в неполную звезду трансформаторов тока, где протекает сумма токов двух фаз. Это требование диктуется тем, что при двухфазном КЗ за трансформатором со схемой соединения Δ/Y , ток КЗ только в одной фазе равен полному току КЗ, а в двух других – половине этого тока. Поэтому защита, которая резервирует КЗ за трансформатором, должна быть обязательно трехфазной (трехэлементной). Тогда ее чувствительность будет одинаковой при любом КЗ на стороне НН трансформатора.

Защиту целесообразно иметь трехступенчатой, для уменьшения выдержек времени, с которыми отключаются защищаемая линия: первая ступень – ТО без выдержки времени, вторая ступень – ТО с выдержкой времени и третья ступень – МТЗ.

Проверка чувствительности при резервировании производится при двухфазном КЗ в минимальном режиме на резервируемой (предыдущей) линии и при трехфазном КЗ в минимальном режиме на резервируемом трансформаторе (при КЗ за трансформатором со схемой соединения Y/Δ ток КЗ на стороне ВН при двухфазном КЗ численно равен току трехфазного КЗ).

Линии сети 35 кВ часто бывают сложной конфигурации из-за наличия связей по сети и нескольких источников питания. В таких случаях применяются кольцевые разомкнутые сети, в которых может изменяться как источник питания, так и направление питания. Поэтому выбор и согласование уставок в такой сети производится для различных режимов, в каждом из которых должны обеспечиваться требования чувствительности и селективности защиты. В данных случаях можно использовать имеющуюся в большинстве устройств защиты возможность переключения на вторую группу уставок. Однако наибо-

более пригодным представляется применение направленных защит, например: F650 фирмы *GE*, REF54 (*ABB*), 7SJ5 (*SIEMENS*) или MiCOM P127. При этом не понадобится организовывать изменение уставок защиты при переключениях в сети.

В направленных защитах с электромеханическими реле применялись индукционные реле мощности типа РБМ-170 с углом максимальной чувствительности между векторами тока и напряжения, подводимых к реле, равным -45° . Для обеспечения срабатывания реле при различных видах КЗ реле мощности включается по 90-градусной схеме, т. е. угол между вектором тока одной фазы и вектором линейного напряжения двух других фаз в симметричной системе равен 90° . Таким образом, для обеспечения направленной защиты от междуфазных КЗ достаточно иметь два реле мощности. Например, одно реле включается на ток фазы *A* и напряжение фаз *BC*, другое – на ток фазы *C* и напряжение *AB*. По такой же схеме в цифровых реле контролируются углы сдвига между током и напряжением по алгоритму, изложенному в главе 6. При этом если углы находятся в диапазоне $45-135^\circ$, что свидетельствует о направлении мощности КЗ от шин в линию, то реле срабатывает и разрешает действовать токовым реле МТЗ. При других углах реле мощности блокирует работу МТЗ.

Выбор уставок направленных защит на параллельных линиях. Схема двух параллельных линий часто применяется в случаях, когда по одной линии не удастся обеспечить питание всей нагрузки секции. Приходится включать параллельно две линии. Для обеспечения селективности на приемной стороне защиты *AK3*, *AK4* необходимо выполнить направленными (рис. 7.17).

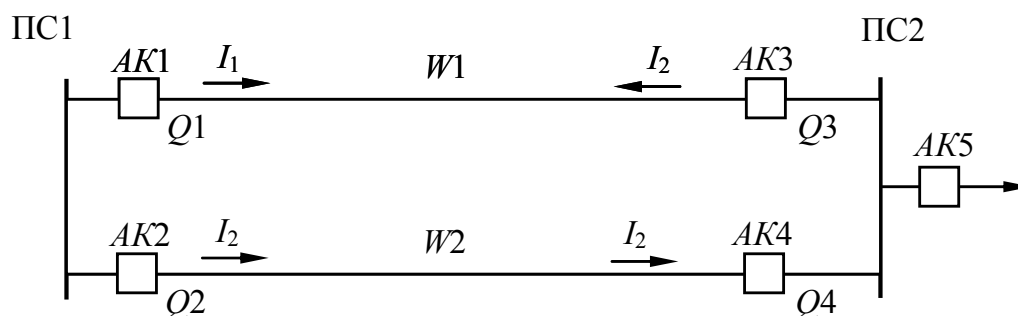


Рис. 7.17. Распределение токов КЗ при повреждении одной из параллельных линий и «каскадное» отключение линии

При КЗ на *W1* через защиты *AK3* и *AK4* протекает одинаковый ток I_2 и по его величине невозможно определить, на какой линии

произошло КЗ и которую из них нужно отключить с приемной стороны. Это и определяется по направлению тока в защитах. С питающей стороны может быть применена ненаправленная двух-, трехступенчатая защита. При КЗ на одной из ВЛ в начале линии, в защитах АК3 и АК4 ток КЗ не протекает или он очень мал. В данном случае должна сработать ТО на ПС1 и отключить выключатель. После этого весь ток КЗ протечет по цепи ПС1, W2, ПС2, W1, а по защитах АК3, АК4 пройдет одинаковый ток КЗ, которого достаточно для срабатывания защиты и сработает та защита, у которой ток направлен в линию (рис. 7.17). Такое поочередное действие защит называется каскадным.

При КЗ в конце ВЛ у шин ПС2 (рис. 7.17) токи КЗ, протекающие по защитах АК1 и АК2, примерно одинаковы и определить на какой ВЛ повреждение невозможно. В данном случае КЗ первым должна отключить защита на ПС2, которая выполнена направленной и отключает именно поврежденную линию, затем каскадно сработает защита на ПС1. При каскадном действии общее время отключения повреждения равно суммарному времени срабатывания защит.

Уставки защиты выбираются по общим правилам защиты тупиковых линий. Выбираются две ступени: МТЗ и ТО.

Произведем выбор защит на приемной стороне ПС2 (рис. 7.17). Для обеспечения четкой работы защиты достаточно одноступенчатой МТЗ с этой стороны. Ток срабатывания отстраивается от тока нагрузки фидера в нормальном рабочем режиме:

$$I_{с.з} = \frac{K_n}{K_b} I_{нагр.ном} = \frac{1,2}{0,95} I_{нагр.ном} = 1,25 I_{нагр.ном}. \quad (7.20)$$

Произведем выбор первой ступени защиты АК1 (АК2). Эта защита должна быть отстроена от тока КЗ в конце линии в максимальном режиме при условии, что вторая линия отключена:

$$I_{с.з} = K_n \cdot I_{КЗ ПС2} = 1,2 \cdot I_{КЗ ПС2}.$$

Произведем выбор второй ступени (МТЗ) АК1(АК2). Принцип выбора обычный: отстройка от максимального тока нагрузки ВЛ с учетом самозапуска и возможности наброса нагрузки при отключении второй параллельной ВЛ (рис. 7.17).

Произведем проверку чувствительности МТЗ АК1 (АК2) в минимальном режиме, при двухфазном КЗ и параллельной работе линий:

$$K_{ч} = I_{КЗ \min}^{(2)} / I_{ср}.$$

Проверка чувствительности производится в двух точках в основной зоне – на шинах ПС2 ($K_{\text{ч}} \geq 1,5$) и в зоне резервирования в конце линий, отходящих от ПС2 ($K_{\text{ч}} \geq 1,2$).

Проверка чувствительности отсечек в зоне их каскадного действия производится при минимальном режиме системы и двух параллельно работающих линиях. Цель проверки – убедиться в том, что зоны отсечек перекрываются и при КЗ в любом месте линии работает хотя бы одна отсечка. Рассчитывается ток, протекающий через защиты АК1 и АК3 (АК2 и АК4) при КЗ в середине линии. Если обе защиты имеют чувствительность при КЗ в этой точке не менее 1,5, значит, каскадная работа защит обеспечивается. Если чувствительность защиты не обеспечивается, обычно это получается для отсечки АК1, первый участок линии делится пополам и рассчитывается КЗ в середине участка (0,25 длины линии). Производится повторная проверка чувствительности, и если снова не получается, то делятся пополам получившиеся участки, считается ток КЗ и опять проверяется чувствительность.

Если линии очень короткие, то каскадное действие отсечек может быть не обеспечено. В данном случае при КЗ в той точке, где уже не работает отсечка на ПС2 и не работает отсечка на ПС1, КЗ будет отключаться МТЗ этой линии. Отключение КЗ будет задержано на время срабатывания МТЗ, после чего должна сработать отсечка на ПС2. Ускорить отключение может применение на ПС1 второй ступени ТО с малой выдержкой времени, согласованной по току и по времени с отсечкой отходящей ВЛ на ПС2 (АК5), а также с отсечкой защиты на приемном конце параллельных линий (АК3, АК4). Согласование производится в режиме работы с одной линией. Проверка чувствительности в зоне каскадного действия производится также как и для ТО.

Разомкнутый транзит 35 кВ. Упрощенная схема разомкнутого транзита 35 кВ показана на рис. 7.18.

На ПС2 осуществлен разрез: часть нагрузки питается от ПС1, вторая часть – от ПС3. На каждой линии имеются отпайки. В ремонтном режиме возможен перенос разреза на выключатель линии со стороны ПС1. Возможно также питание нагрузки ПС1 и ПС2 целиком от ПС3. Такие же варианты питания предусмотрены для ПС3. Применение направленных защит позволяет обеспечить селективность защиты во всех перечисленных режимах. Для этого направленными должны быть выполнены защиты АК1–АК4. Предпочтительны трехступенча-

тые защиты, например: F650 фирмы *GE*, REF540 *ABB*, 7SJ5 *SIEMENS*, MiCOM P127–P140.

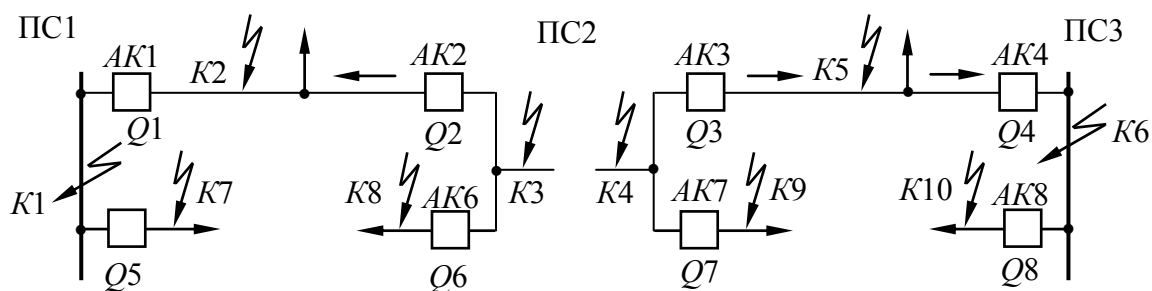


Рис. 7.18. Разомкнутый транзит 35 кВ

Выбор уставок защиты и их согласование производится раздельно по двум направлениям питания: при питании от ПС1 согласовываются защиты *AK3* с *AK8* и *AK1* с защитами *AK3*, *AK6* и *AK7*, при питании от ПС3 согласовываются защиты *AK2* с *AK5* и *AK4* с защитами *AK2*, *AK6* и *AK7*.

За исключением того, что защиты направленные, условия выбора уставок ступенчатых защит сохраняются прежними. Первая ступень (отсечка) отстраивается от тока КЗ в конце линии и за трансформатором отпайки и срабатывает без выдержки времени. Вторая ступень (отсечка с выдержкой времени) согласовывается по току с отсечками последующих линий и отстраивается от тока КЗ за трансформатором отпайки. Третья ступень отстраивается от тока нагрузки и согласовывается по току и по времени с МТЗ последующей линии и отпаечных трансформаторов. Проверяется чувствительность ступенчатых защит в основной зоне и в зоне резервирования.

7.9. Техническая реализация ступенчатых токовых защит

Для выполнения трехступенчатой токовой защиты на электро-механических реле требуется как минимум шесть токовых реле, два реле времени, три указательных и промежуточное реле. Для направленных защит требуется еще два реле мощности. Этот комплект реле располагается в релейном отсеке шкафа КРУ. В микроэлектронных защитах, например, ЯРЭ-2201 или ШДЭ-2701 такое же количество реле выполняются на отдельных печатных платах, которые собираются в одну общую кассету с блоком питания.

В цифровых реле для реализации защиты той или иной сложности не требуется аппаратно расширять устройство, а необходимо разработать алгоритм действия и программное обеспечение реле.

На рис. 7.19 приведена структурная схема алгоритма для одной фазы токовой ступенчатой защиты [14].

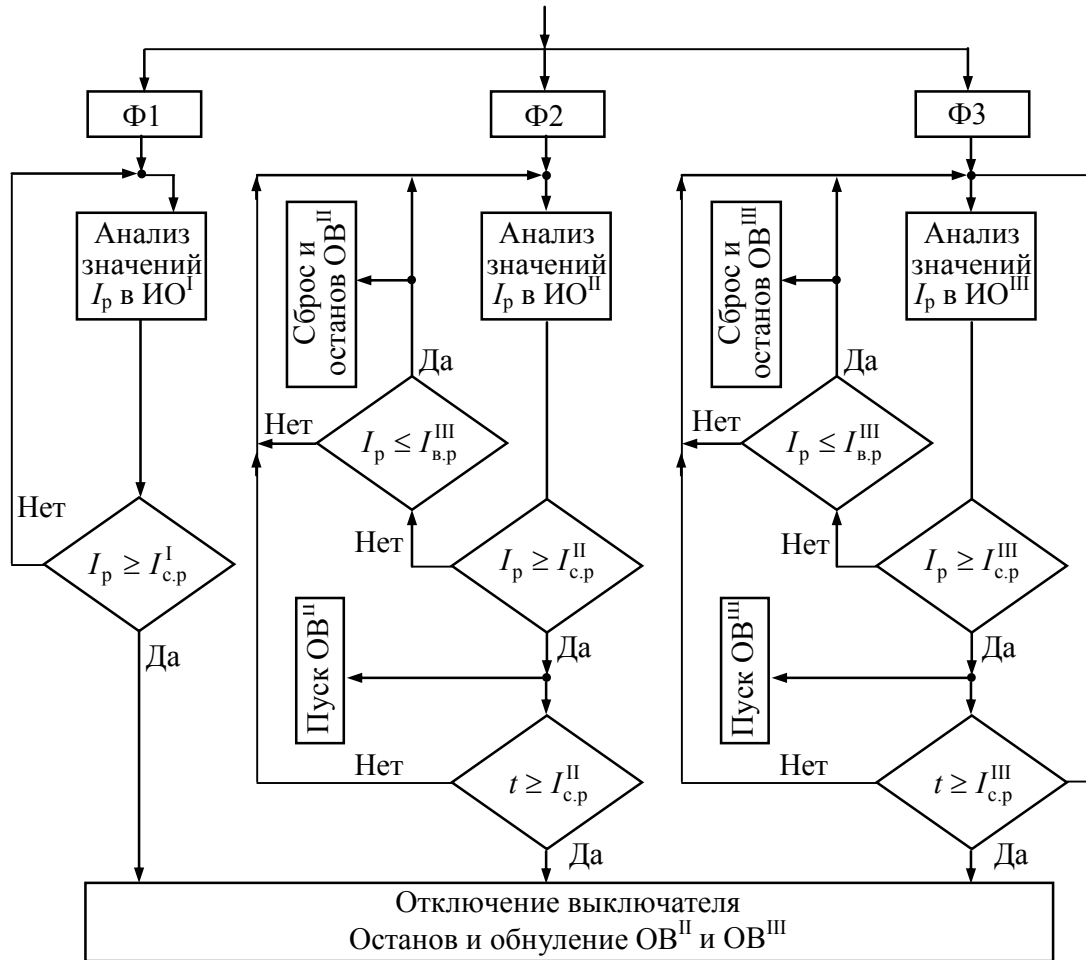


Рис. 7.19. Структурная схема алгоритма для одной фазы токовой ступенчатой защиты

В общем случае из вторичных токов $I_{2\phi}$ ТТ в элементах $\Phi 1$, $\Phi 2$, $\Phi 3$ формируются токи I_{p1} , I_{p2} , I_{p3} измерительных органов $ИО^I$, $ИО^{II}$ и $ИО^{III}$ и соответственно ступеней I , II , III . В ИО сравниваются токи I_{p1} , I_{p2} и I_{p3} с заданными токами срабатывания (уставками) ступеней $I_{ср}^I$, $I_{ср}^{II}$ и $I_{ср}^{III}$, причем $I_{ср}^I > I_{ср}^{II} > I_{ср}^{III} > .$ Ступень I выполняется без выдержки времени, ступень II – с небольшой выдержкой времени $t_{ср}^{II}$, а ступень III – с большой вы-

держкой времени $t_{\text{ср}}^{111}$. Если ток в ИО¹ $I_{\text{р1}} \geq I_{\text{ср}}^1$ – повреждение произошло в зоне действия ступени I и подается сигнал на отключение выключателя Q линии. Если $I_{\text{р2}} \geq I_{\text{ср}}^{11}$, то происходит пуск органа выдержки времени ОВ¹¹ и набирается выдержка времени этой ступени (время срабатывания) $t_{\text{ср}}^{11}$. Если по истечении этой выдержки времени ток в ИО¹¹ по-прежнему превышает его ток срабатывания, то подается сигнал на отключение выключателя, останов ОВ¹¹ и возврат его в начальное положение. Если при наборе выдержки времени $t_{\text{ср}}^{11}$ вернется ИО¹¹ ($I_{\text{р}} < I_{\text{в}}$), то произойдет сброс этой выдержки времени. Аналогично работает ступень III при повреждении в ее зоне и наборе выдержки времени.

Одновременно с этим цифровое реле осуществляет самодиагностику органа ИО. При срабатывании ИО¹ одновременно должны сработать ИО¹¹ и ИО¹¹¹, а при срабатывании III ступени – ИО¹¹¹. Таким образом, при КЗ в зоне действия одной из ступеней алгоритм дает возможность проверить ИО всех более грубых ступеней на отсутствие ложных срабатываний, а более чувствительных ступеней – на отсутствие отказов.

Применение схемы защиты с дешунтированием электромагнита отключения выключателя. В качестве автономной защиты без использования дополнительного источника оперативного тока в распределительных сетях широко используются схемы с дешунтированием (рис. 7.20). Они выполняются на электромеханических реле с мощными контактами, позволяющими дешунтировать большие токи, протекающие при КЗ.

В нагрузочном режиме и при КЗ до срабатывания защиты ток протекает через нормально закрытый контакт реле защиты (КА), шунтирующий электромагнит отключения (УАТ). При срабатывании защиты реле переключается, электромагнит отключения раскорачивается (дешунтируется) и в него поступает ток от ТТ. Если тока достаточно для отключения, то электромагнит срабатывает и выключатель отключается.

Электромагнит отключения – это токовое реле прямого действия (РТМ), встроенное в пружинный привод, например, типа ПП-67, ВМПП-10, ВК-10. Минимальный ток срабатывания токового реле равен 5 А. Существуют специальные электромагниты отключения пе-

ременного тока с током срабатывания 3 А. Это ТЭО в приводе ПП-67 или ЭОТТ в приводе выключателя ВМПП-10.

Для схем с дешунтированием в основном применяются индукционные токовые реле типа РТ-80. Некоторые модификации цифровых реле оснащены схемой дешунтирования. В них взамен электромеханического реле для дешунтирования применен симистор ТС-132-50-10, позволяющий дешунтировать токи до 150 А и более. Нормально симистор открыт и ток течет через него, минуя электромагнит отключения; при срабатывании защиты симистор закрывается и электромагнит отключения срабатывает.

При выборе уставок защиты, выполненной со схемой дешунтирования, появляется еще одно дополнительное требование к обеспечению срабатывания защиты: обеспечение дешунтирования.

Для надежного действия электромагнита отключения после дешунтирования (при переключении контактов реле *КА* (рис. 7.20)) необходимо, чтобы $I_{с.з}$ максимальной защиты был больше, чем ток срабатывания $I_{АТ}$. При этом дополнительно учитывают увеличенную токовую погрешность ТТ после дешунтирования $I_{АТ}$, которая может возникнуть в связи с резким увеличением сопротивления его вторичной нагрузки за счет сопротивления $I_{АТ}$ ($Z_{\text{зо}} = 3\text{--}4$ Ом), а при некоторых схемах соединения ТТ сопротивление увеличивается в 2–3 раза. При этом растет погрешность ТТ. Условием обеспечения дешунтирования является требование, чтобы после срабатывания защиты ток через электромагнит был достаточный для отключения выключателя.

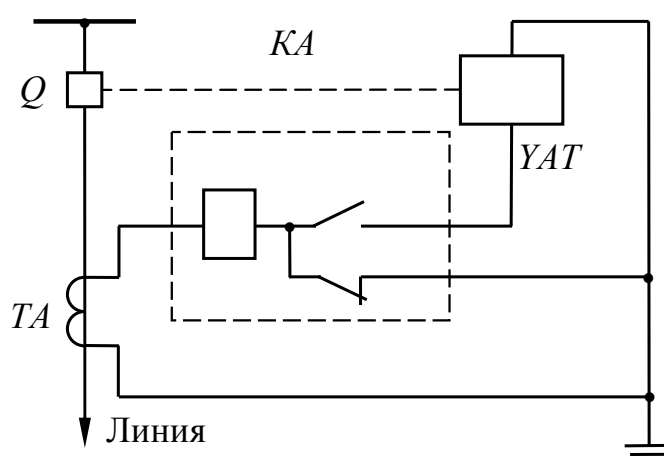


Рис. 7.20. Схема дешунтирования на электромеханическом реле тока:
КА – реле со специальными усиленными контактами
 (например, реле РТ-85 или РТ-95)

Таким образом, условие согласования:

$$I_{с.з} = K_{н} \cdot I_{YAT} + I_{нам}, \quad (7.21)$$

где $K_{н}$ – коэффициент надежности, равный 1,2–1,4; $I_{с.з}$ – ток срабатывания электромагнита отключения; $I_{нам}$ – ток намагничивания трансформатора тока после дешунтирования.

Ток намагничивания определяется при токе, равном току срабатывания ЭО.

Первичный ток срабатывания защиты будет равен:

$$I_{с.з} = (K_{н} I_{YAT} + I_{нам}) K_I. \quad (7.22)$$

Если полная погрешность трансформаторов тока и в режиме после дешунтирования не превышает 10 %, то в выражениях (7.21) и (7.22) принимается $I_{нам} = 0,1 \cdot K_{н} \cdot I_{YAT}$. Тогда при использовании стандартных электромагнитов отключения, у которых $I_{YAT} = 5$ А, ток срабатывания основных реле защиты должен быть $I_{ср} \geq 6,6$ А. При использовании специальных электромагнитов отключения с током срабатывания $I_{YAT} = 3$ А – $I_{ср} = 4,5$ А. Эти условия обычно выполняются при установке выносных ТТ, у которых при кратности тока 1,3–1,4 допустимая вторичная нагрузка превышает 4 Ом. При использовании встроенных ТТ (особенно типа ТВТ 35 кВ и ТВТ 110 кВ на маломощных трансформаторах) оказывается, что это условие не соблюдается. Поэтому в таких схемах часто приходится включать 2ТТ последовательно или загрублять защиту. Если при этом не обеспечивается достаточная чувствительность защиты, то схема с дешунтированием YAT не применяется. В качестве источников оперативного тока в таких случаях используются предварительно заряженные конденсаторы (в схемах защиты трансформаторов 35, 110 и 220 кВ).

Кроме проверки выполнения условий (7.21) и (7.22) для этих схем (рис. 7.19), необходимо убедиться, что максимальный вторичный ток при КЗ в месте установки защиты ($I_{2КЗ \max}$) не превышает допустимого значения тока, дешунтируемого контактами реле РТ-85, РП-341, УЗА-10, равного 150 А ($30 I_{2ном}$):

$$I_{2 \text{ КЗ } \max} \geq \frac{I_{\text{КЗ } \max} \cdot K_{сх}}{K_I} \leq I_{\text{доп}} = 150 \text{ А}. \quad (7.23)$$

Выражение (7.23) не учитывает погрешности ТТ.

7.10. Поперечная дифференциальная защита параллельных линий

В § 7.7 пояснялся принцип действия ступенчатых токовых защит на параллельных линиях. Основным недостатком этих защит заключается в том, что КЗ отключаются с выдержкой времени, поскольку в защите используется принцип обеспечения селективности выбором выдержек времени. Однако небольшое замедление отключения КЗ для линий до 35 кВ, как правило, допустимо. Исключение составляют линии, питающиеся от подстанций с СД или генераторами. По условию устойчивости этих машин КЗ в линии, при которых уровень провала напряжения на шинах подстанции достигает более $0,6U_H$, должны отключаться без выдержки времени. На одиночных линиях функцию ускорения выполняют селективные или неселективные ТО (кроме коротких линий, где применяется продольная дифференциальная защита). На параллельных линиях применяют поперечную дифференциальную защиту.

Принцип действия направленной поперечной дифференциальной защиты поясняется на рис. 7.21. Трансформаторы тока одноименных фаз двух линий включены на разность токов. Ток, протекающий в реле:

$$I_p = I_1 - I_2.$$

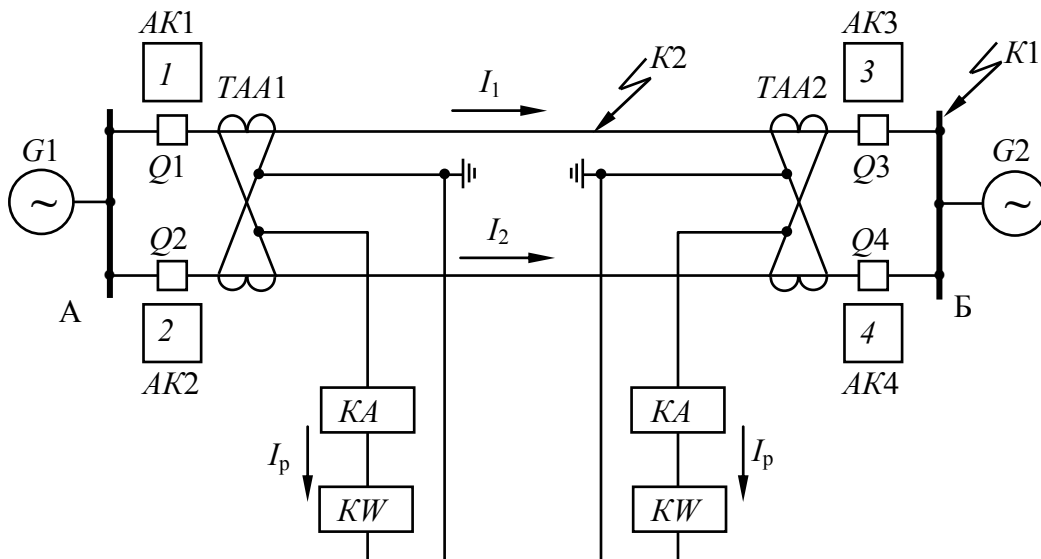


Рис. 7.21. Схема подключения реле тока KA и мощности KW в поперечной дифференциальной защите линий

В цепь разности токов защиты включается пусковой орган (реле тока K_A) и измерительный орган (реле мощности K_W). При внешних КЗ в точке K_1 или в режиме нагрузки токи I_1 и I_2 в параллельных линиях равны и направлены в одну сторону. Без учета погрешности ТТ $I_p = I_1 - I_2 = 0$ и защита не работает.

При КЗ на одной из линий в точке K_2 (в зоне действия защиты) токи I_1 и I_2 не равны друг другу. В защитах $AK1$ и $AK2$ они разные по величине, а в защитах $AK3$ и $AK4$ не равны по направлению. Если при этом разность токов I_p превысит порог срабатывания пускового органа, то защита сработает и ИО при положительном направлении этой разности определит поврежденную линию и отключит выключатель $Q1$ на подстанции А и $Q3$ на подстанции Б. Реле мощности K_W в данной схеме применяется двухстороннего действия (например, реле РБМ-278).

Порог срабатывания (уставка) пускового органа выбирается по двум условиям:

1. Отстройка от тока небаланса ТТ:

$$I_{c.з} = K_{отс} \cdot \varepsilon \cdot K_{од} \cdot K_a \cdot I_{к\max} / 2. \quad (7.24)$$

2. Отстройка от максимального тока нагрузки в режиме, когда на противоположном конце линии отключен один выключатель:

$$I_{c.з} = K_{отс} \cdot I_{раб\max} / K_b, \quad (7.25)$$

где $K_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки; $\varepsilon = 0,1$ – погрешность ТТ; $K_{од}$ – коэффициент однотипности ТТ, $K_{од} = 0,5$; K_a – коэффициент апериодической составляющей, $K_a = 2$; $I_{к\max}$ – максимальный ток внешнего КЗ (по каждой цепи проходит половина тока КЗ); K_b – коэффициент возврата пускового органа.

Принимается наибольшее значение тока и проверяется чувствительность защиты:

$$K_{ч} = I_p / I_{c.з} \geq 2; \quad K_{ч} = I_k / I_{c.з} \geq 1,5,$$

где I_p – разность токов по двум линиям, при КЗ на одной из них в середине участка АБ; I_k – полный ток КЗ в точке повреждения после отключения поврежденной линии с одной стороны.

К недостатку поперечной дифференциальной защиты относится каскадность действия защиты при КЗ вблизи подстанций А и Б, а так-

же необходимость иметь резервную ступенчатую токовую защиту на случай отключения одной из линий. В данном случае зона каскадного действия определяется участком линии, на котором при КЗ разность токов I_p меньше уставки защиты $I_{с.з}$:

$$L_{к.д} = 100I_{с.з}/I_k, \%,$$

где I_k – ток КЗ на шинах противоположной подстанции.

Обычно зона каскадного действия не превышает 10 % длины линии.

Поперечная дифференциальная защита обладает абсолютной селективностью и применяется в сетях 110–220 кВ как дополнительная к основной защите нулевой последовательности. В сетях 6–35 кВ эта защита используется как основная там, где требуется ускоренное отключение КЗ.

Контрольные вопросы

1. Как выполняется ступенчатая токовая защита линий?
2. Как выбирается уставка МТЗ?
3. Как выбирается уставка ТО без выдержки и с выдержкой времени?
4. Чем отличается МТЗ от ТО?
5. Как выполняется защита от замыкания на землю?
6. Что такое логическая селективность?
7. Перечислите типы обратозависимых защит по стандарту МЭК.
8. Какая разница между зависимой и независимой выдержкой времени?
9. Как строится карта селективности?
10. Как выполняется направленная МТЗ и где она применяется?
11. Что такое встречно-ступенчатый принцип выбора уставок защит?
12. Как выполняется защита параллельных линий?
13. Что такое каскадное срабатывание защиты?
14. Изобразите схему с дешунтированием отключающей катушки выключателя.
15. Когда применяется поперечная дифференциальная защита линий?

8. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110–220 кВ

8.1. Общие сведения

Сети напряжением 110–220 кВ работают в режиме с эффективно заземленной или глухозаземленной нейтралью. Поэтому замыкание на землю в таких сетях является КЗ с током, иногда превышающим ток трехфазного КЗ. Такое КЗ подлежит отключению с минимально возможной выдержкой времени.

Воздушные и смешанные (кабельно-воздушные) линии оснащаются устройствами АПВ. В ряде случаев, если применяемый выключатель выполнен с пофазным управлением, применяются пофазные отключение и АПВ. Это позволяет отключить и включить поврежденную фазу без отключения нагрузки. Так как в таких сетях нейтраль питающего трансформатора заземлена, нагрузка практически не ощущает кратковременной работы в неполнофазном режиме.

Линии высокого напряжения работают с большими токами нагрузки, что требует применения защит со специальными характеристиками. На транзитных линиях, которые могут перегружаться, как правило, применяются дистанционные защиты, позволяющие эффективно отстроиться от токов нагрузки. На тупиковых линиях во многих случаях можно обойтись токовыми защитами.

Согласно [1] устройства предотвращения перегрузки должны применяться в тех случаях, когда допустимая для оборудования длительность протекания тока перегрузки составляет менее 10–20 мин. Защита от перегрузки должна действовать на разгрузку оборудования, разрыв транзита, отключение нагрузки и только в последнюю очередь на отключение перегрузившегося оборудования.

Линии высокого напряжения имеют значительную длину, что усложняет поиск места повреждения. Поэтому линии должны оснащаться устройствами, определяющими расстояние до места повреждения (ОМП). Согласно директивным материалам СНГ средствами ОМП должны оснащаться линии длиной 20 км и более. Дистанционные защиты на цифровых реле позволяют одновременно выполнять функцию ОМП. Задержка на отключение КЗ может привести к нарушению устойчивости параллельной работы электростанций. Вследствие длительного уменьшения напряжения может остановиться оборудование и нарушиться технологический процесс производства, могут произойти дополнительные повреждения линии, на которой возникло КЗ. Поэто-

му на таких линиях применяются защиты, которые отключают КЗ в любой точке без выдержки времени. К таким защитами относятся дифференциальные защиты, установленные по концам линии и связанные высокочастотным, проводниковым или оптическим каналом, или обычные защиты, ускоряемые при получении разрешающего или снятия блокирующего сигнала с противоположной стороны.

Токовые и дистанционные защиты выполняются ступенчатыми. Количество ступеней должно быть не менее трех, в ряде случаев бывает необходимо четыре-пять ступеней.

Все требуемые защиты выполняются на базе одного цифрового устройства. Однако выход со строя этого одного устройства оставляет оборудование без защиты, что недопустимо. Поэтому защиты линий высокого напряжения целесообразно выполнять из двух комплектов: основного и резервного. Резервный комплект может быть упрощен по сравнению с основным: не иметь АПВ, ОМП, иметь меньшее количество ступеней и т. д. Резервный комплект должен питаться от другого автомата оперативного тока и другого комплекта трансформаторов тока. По возможности резервный комплект должен питаться от другой аккумуляторной батареи и трансформатора напряжения, действовать на отдельный соленоид отключения выключателя.

Устройства защиты высоковольтных линий должны учитывать возможность отказа выключателя и иметь УРОВ либо встроенное в само устройство, либо организованное отдельно.

Для анализа аварии, а также работы РЗ и автоматики требуется регистрация как аналоговых величин, так и дискретных сигналов при аварийных событиях.

Таким образом, для высоковольтных линий комплекты защиты и автоматики должны выполнять следующие функции:

- Защиту от междуфазных КЗ и КЗ на землю.
- Трехфазное или пофазное АПВ.
- Защиту от перегрузки.
- УРОВ.
- Определение места повреждения.
- Осциллографирование токов и напряжений при возникновении КЗ, а также регистрацию дискретных сигналов защиты и автоматики.
- Устройства защиты должны резервироваться или дублироваться.
- Для линий, имеющих выключатели с пофазным управлением, необходимо иметь защиту от неполнофазного режима, т. к. длительный неполнофазный режим в сетях напряжением 110–220 кВ не допускается.

8.2. Выбор аппаратуры для тупиковых линий напряжением 110–220 кВ

Со стороны ПС1 и ПС2 питание отсутствует (рис. 8.1). Т1 ПС1 и Т1 ПС2 включены через выключатели. Нейтраль стороны ВН Т1 ПС2 заземлена, на ПС1 – изолирована.

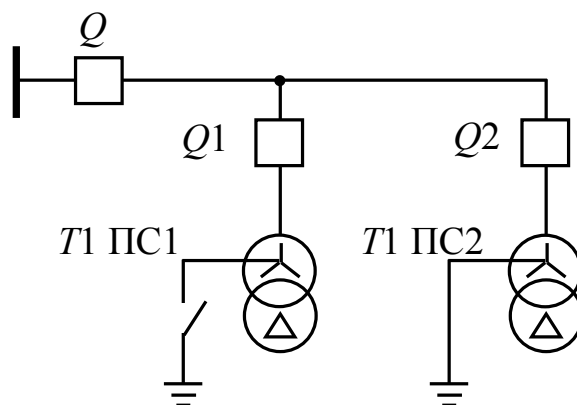


Рис. 8.1. Тупиковая воздушная линия напряжением 110–220 кВ

Рассмотрим основные требования к защите.

Вариант 1. Применяем трехступенчатую токовую защиту от междуфазных КЗ (первая ступень – ТО без выдержки времени, отстроена от КЗ на шинах ВН ПС2, вторая – ТО с малой выдержкой времени отстроенной от КЗ на шинах НН ПС1 и ПС2, третья ступень – МТЗ). Защиты от КЗ на землю – две ступени (первая ступень без выдержки времени отстроена от тока, посылаемого на шины заземленным трансформатором ПС2, вторая ступень с выдержкой времени, обеспечивающей ее согласование с защитами внешней сети, но не отстроенная от тока КЗ, посылаемого трансформатором ПС2). Должно быть применено двух- или однократное АПВ. Чувствительные ступени должны ускоряться при АПВ. Защиты пускают УРОВ питающей подстанции. К дополнительным требованиям можно отнести защиту от обрыва фаз, определение места повреждения на ВЛ, контроль ресурса выключателя.

Вариант 2. В отличие от первого варианта от КЗ на землю выполнена направленной, что позволяет не отстраивать ее от обратного тока КЗ и таким образом выполнить более чувствительную защиту без выдержки времени. Таким решением удастся защитить всю линию без выдержки времени.

Набор защит, как было изложено выше, должен состоять из двух комплектов. Защита может быть реализована на двух устройствах, выбранных: из MiCOM P121, P122, P123, P126, P127, F60, F650 фирмы GE; реле REF543 фирмы ABB; 7SJ511, 512, 531, 551 фирмы SIEMENS; реле SEL551 фирмы SEL.

8.3. Дистанционные защиты

Назначение и принцип действия. *Дистанционные защиты (ДЗ)* – это сложные направленные или ненаправленные защиты с относительной селективностью, выполненные с использованием минимальных реле сопротивления. Дистанционные защиты реагируют на сопротивление линии до места КЗ, которое пропорционально расстоянию, т. е. дистанции. Отсюда и происходит название ДЗ. Для работы ДЗ необходимо наличие цепей тока от ТТ присоединения и цепей напряжения от ТН. При отсутствии или неисправности цепей напряжения возможна ложная работа ДЗ при КЗ на смежных участках.

В сетях сложной конфигурации с несколькими источниками питания простые и направленные МТЗ не могут обеспечить селективного отключения КЗ. Так, при КЗ на W_2 (рис. 8.2) АКЗ должна подействовать быстрее АК1, а при КЗ на W_1 – наоборот, АК1 должна подействовать быстрее АКЗ. Эти противоречивые требования не могут быть выполнены с помощью МТЗ. Кроме того, МТЗ часто не удовлетворяет требованиям быстродействия и чувствительности.

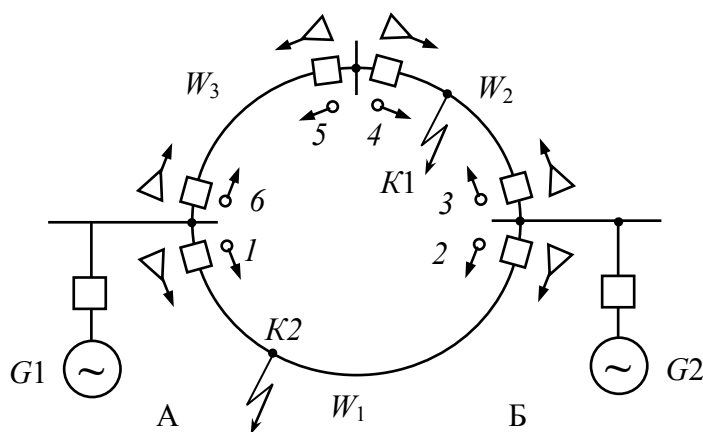


Рис. 8.2. Кольцевая сеть с двумя источниками питания:
 ○ – максимальная токовая направленная защита;
 △ – дистанционная защита

Селективное отключение КЗ в сложных кольцевых сетях может быть обеспечено с помощью ДЗ.

Выдержка времени ДЗ t_3 зависит от расстояния (дистанции) (рис. 8.3) между местом установки РЗ (точка P) и точкой КЗ (K), т. е. нарастает с увеличением этого расстояния. Дистанционная защита, расположенная ближе к месту повреждения, имеет меньшую выдержку времени, чем более удаленные ДЗ:

$$t_3 = f(l_{pk} + l_{pk1}). \quad (8.1)$$

Например, при КЗ в точке $K1$ (рис. 8.3) ДЗ2, расположенная ближе к месту повреждения, работает с меньшей выдержкой времени, чем более удаленная ДЗ ДЗ1.

Если КЗ возникает и в точке $K2$, то время действия ДЗ2 увеличивается, и КЗ селективно отключается ближайшей к месту повреждения ДЗ3.

Основным элементом ДЗ является дистанционный измерительный орган (ДО), который определяет удаленность точки КЗ от места установки РЗ. В качестве ДО используется реле сопротивления (РС), реагирующие на полное, реактивное или активное сопротивление поврежденного участка ЛЭП (Z , X , R).

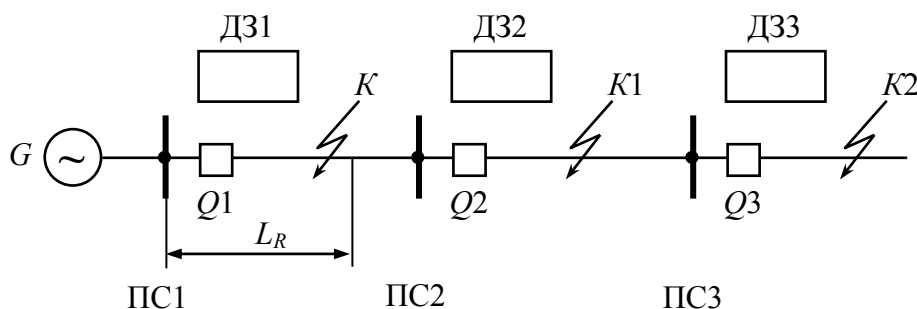


Рис. 8.3. Зависимость выдержки времени ДЗ от расстояния до места КЗ

Сопротивление фазы ЛЭП от места установки реле P до места КЗ (точки K) пропорционально длине этого участка $Z = Z_{уд} \cdot L_R$.

Таким образом, поведение ДО, реагирующего на сопротивление линии, зависит от расстояния до места повреждения. В зависимости от вида сопротивления, на которое реагирует ДО (Z , X или R), ДЗ подразделяются на РЗ полного, реактивного и активного сопротивлений. Реле сопротивления, применяемые в ДЗ для определения сопро-

тивления до точки КЗ, контролируют напряжение и ток в месте установки ДЗ (рис. 8.4). К зажимам РС (KZ) подводятся вторичные значения U_p и I_p от ТН и ТТ. Реле выполняется так, чтобы его поведение зависело от отношения U_p к I_p . Это отношение является некоторым сопротивлением Z_p . При КЗ $Z_p = Z_{p.к}$ и при определенных значениях $Z_{p.к}$ РС срабатывает, т. к. оно реагирует на уменьшение Z_p , поскольку при КЗ U_p уменьшается, а I_p возрастает. Наибольшее значение, при котором РС срабатывает, называется *сопротивлением срабатывания реле*:

$$Z_p = U_p / I_p \leq Z_{cp}. \quad (8.2)$$

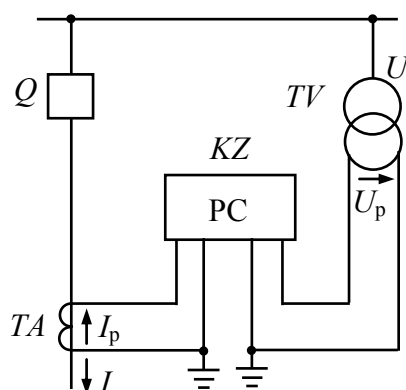


Рис. 8.4. Подключение цепей тока и напряжения реле сопротивления

Для обеспечения селективности в сетях сложной конфигурации на ЛЭП с двухсторонним питанием ДЗ необходимо выполнять направленными, действующими при направлении мощности КЗ от шин в линию. Направленность действия ДЗ обеспечивается при помощи дополнительных реле направления мощности или применением направленных реле сопротивления, способных реагировать на величину сопротивления Z_p и на направление мощности КЗ.

Характеристики выдержки времени дистанционных защит. Зависимость времени действия ДЗ от расстояния или сопротивления до места КЗ $t_3 = f(L_{p.к})$ называется *характеристикой выдержек времени ДЗ*. По характеру этой зависимости ДЗ делятся на три группы: с нарастающими (наклонными) характеристиками времени действия, ступенчатыми и комбинированными характеристиками (рис. 8.5).

Ступенчатые ДЗ действуют быстрее, чем ДЗ с наклонной и комбинированной характеристиками и получаются проще в конструктивном исполнении. Дистанционные защиты со ступенчатой характеристикой производства ЧЭАЗ выполняются с тремя ступенями времени, соответствующими трем зонам действия ДЗ (рис. 8.5, б). Микропроцессорные реле имеют 4–6 ступеней защиты. Реле с наклонной характеристикой разработаны для распределительных сетей 6–10 кВ (например, ДЗ-10).

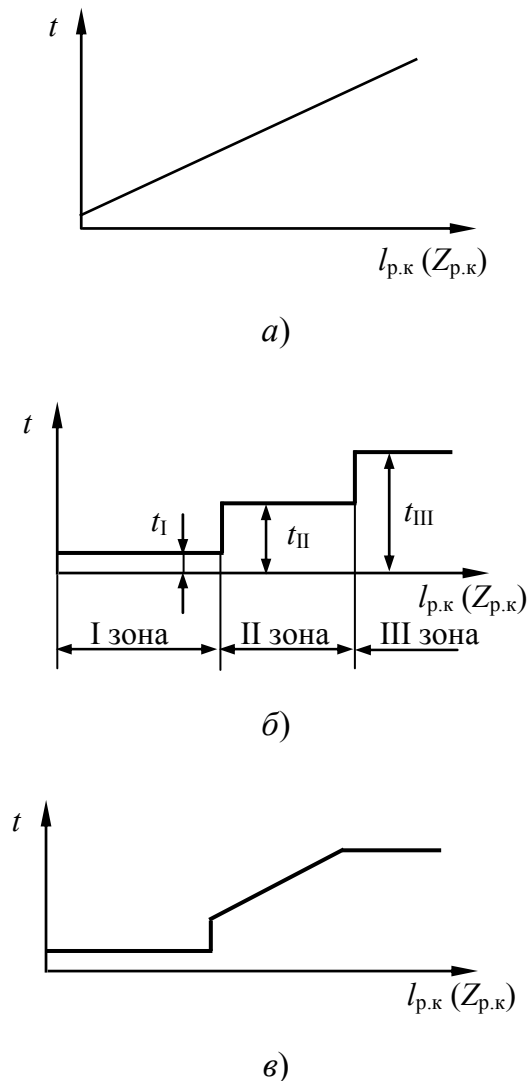


Рис. 8.5. Характеристики зависимости времени срабатывания ДЗ $t = f(L_{p.k})$: а – наклонная; б – ступенчатая; в – комбинированная

Принципы выполнения селективности дистанционными защитами. На ЛЭП с двухсторонним питанием ДЗ устанавливаются с обеих сторон каждой ЛЭП и должны срабатывать при направлении

мощности от шин в линию. Дистанционные РЗ, действующие при одном направлении мощности, необходимо согласовать между собой по времени и по зоне действия так, чтобы обеспечивалось селективное отключение КЗ. В рассматриваемой схеме (рис. 8.6) согласуются между собой ДЗ1, ДЗ3, ДЗ5 и ДЗ6, ДЗ4, ДЗ2.

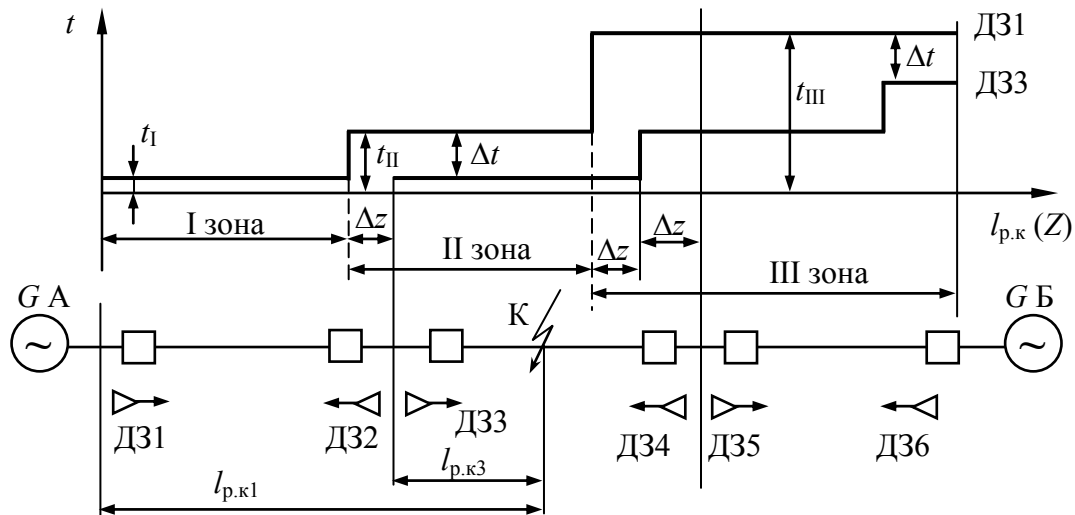


Рис. 8.6. Согласование выдержек времени дистанционных РЗ со ступенчатой характеристикой: Δz – погрешность дистанционного реле; Δt – ступень селективности

Учитывая, что первые ступени ДЗ не имеют выдержки времени ($t_1 = 0$), по условию селективности они не должны действовать за пределами защищаемой ЛЭП. Исходя из этого, протяженность первой ступени, не имеющей выдержки времени ($t_1 = 0$), берется меньше протяженности защищаемой ЛЭП и обычно составляет 0,8–0,9 длины линии. Остальная часть защищаемой ЛЭП и шины противоположной подстанции охватываются второй ступенью ДЗ. Протяженность и выдержка времени второй ступени согласуются обычно с протяженностью и выдержкой времени первой ступени ДЗ следующего участка. Например, у второй ступени ДЗ1 сопротивление срабатывания отстраивается от конца первой ступени ДЗ3, т. е. $Z_{11(1)} \leq (Z_{л(1)} + Z_{1(2)})$, а время действия выбирается на ступень Δt больше $t_{11(3)}$, т. е. $t_{11(1)} = t_{11(3)} + \Delta t$.

Последняя третья ступень ДЗ является резервной, ее протяженность выбирается из условия охвата следующего участка на случай отказа его РЗ или выключателя. Выдержка времени принимается на Δt

больше времени действия второй или третьей зоны ДЗ следующего участка. При этом зона действия третьей ступени должна быть отстроена от конца второй или третьей зоны следующего участка.

Защита линии с использованием дистанционной защиты. Дистанционная защита применяется для действия при междуфазных КЗ, а для действия при однофазных КЗ используется более простая ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (МТЗНП). Большинство микропроцессорной аппаратуры имеет ДЗ, действующую при всех видах повреждения, в том числе и при КЗ на землю. Реле сопротивления включается через ТН и ТТ на первичные напряжения в начале защищаемой ЛЭП. Вторичное напряжение на зажимах РС: $U_p = U_{рп}/K_U$, а вторичный ток $I_p = I_{рп}/K_I$.

Сопротивление на входных зажимах реле определяется по выражению

$$Z_p = (K_I / K_U) Z_{рп}, \quad (8.3)$$

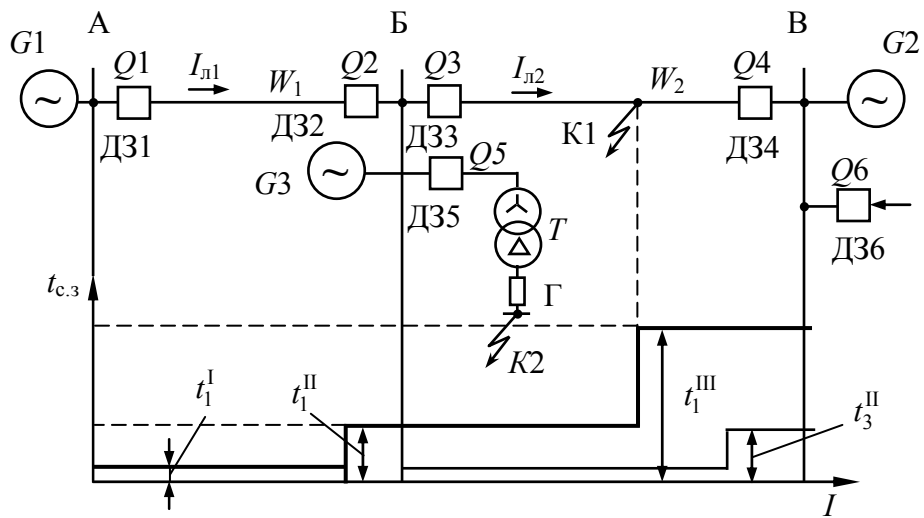
где $Z_{рп}$ – первичное значение сопротивления, подведенного к зажимам реле.

Первичное сопротивление $Z_{с.з} = Z_{ср} (K_U / K_I)$ называется **сопротивлением срабатывания ДЗ**.

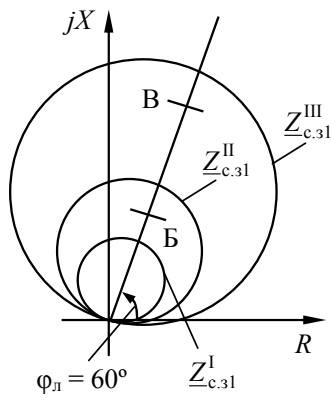
Кроме ИО в состав ДЗ входят органы выдержки времени, а также ряд блокировок, предотвращающих неправильную работу защиты в режимах, при которых защита может сработать при отсутствии повреждения на защищаемой ЛЭП. К таким режимам относятся качания в энергосистеме и повреждения в цепях ТН, питающих ДЗ.

Выбор параметров срабатывания дистанционных защит. Выбор параметров срабатывания ДЗ производится на примере сети (рис. 8.7), состоящей из двух линий $W1$ и $W2$ с тремя источниками питания и понижающим трансформатором T . Все защиты выполняются с использованием направленных реле сопротивления с характеристикой в виде окружности, проходящей через начало координат (рис. 8.7, б). Выбор параметров срабатывания в примере производится для защит одного направления – ДЗ1, ДЗ3, ДЗ5.

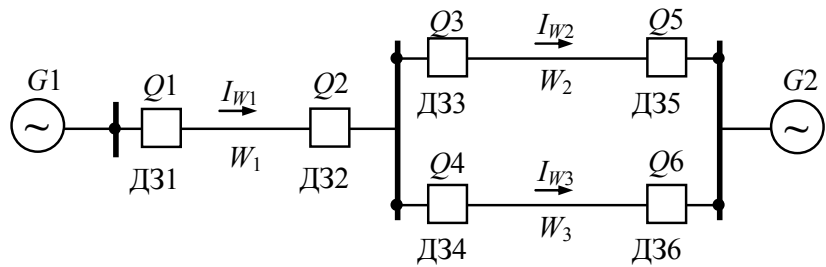
Для иллюстрации выбора параметров срабатывания ДЗ на комплексной плоскости сопротивлений нанесены сопротивления линий с $\varphi = 60^\circ$ и приведены выбранные ниже сопротивления срабатывания (рис. 8.7, б).



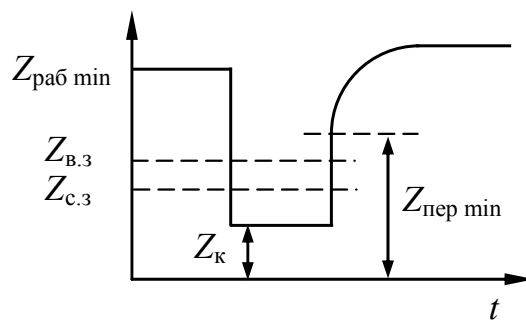
a)



б)



в)



з)

Рис. 8.7. Схема сети и выдержки времени ДЗ (а), сопротивления срабатывания отдельных ступеней (б), схема к определению K_T (в), изменение Z_3 при КЗ (з)

Первая ступень выполняется без выдержки времени. Селективность в режиме без КЗ и при внешних КЗ обеспечивается выбором сопротивления срабатывания. Время срабатывания первых ступеней защит для всех участков принимается одинаковым и равным $t_{c.3}^1 = 0$. Для отстройки от работы разрядников, создающих кратковременное КЗ, вводится замедление $t_{c.3}^1 \leq 0,1$ с. Для исключения излишних отключений линии сопротивление срабатывания РС должно быть выбрано меньше, чем сопротивление Z_3 при КЗ в начале предыдущих элементов, т. е. меньше сопротивления линии:

$$\left. \begin{aligned} Z_{c.31} &= K_{отс} Z_{л1}, \\ Z_{c.33} &= K_{отс} Z_{л2}, \end{aligned} \right\} \quad (8.4)$$

где $K_{отс}^1$ – коэффициент отстройки, принимаемый 0,85–0,9 ($K_{отс}^1$ меньше единицы, т. к. используются минимальные реле сопротивления) и учитывающий положительную погрешность РС (увеличение Z_{cp}), погрешности измерительных трансформаторов и влияние переходного сопротивления в месте КЗ.

Вторая ступень предназначена для защиты части участка, где не работает первая ступень, когда $Z_3 > Z_{c.31}^1$. Селективность без КЗ и при внешних КЗ обеспечивается выбором времени срабатывания (выдержки времени) $t_{c.3}^{11}$ и сопротивления срабатывания $Z_{c.3}^{11}$.

Время срабатывания $t_{c.3}^{11}$ для вторых ступеней выбирается одинаковым, но на ступень $\Delta t = 0,5$ с большим времени срабатывания первых ступеней или быстродействующих защит (например, дифференциальной) предыдущих элементов, чем обеспечивается несрабатывание вторых ступеней в зоне действия этих защит. Выбор сопротивления $Z_{c.3}^{11}$ производится в пределах группы защит, действующих в одном направлении. При выбранных выдержках времени можно разрешить срабатывать измерительному органу второй ступени защиты РС₁¹ при КЗ на части *W2* (или в трансформаторе *T*), где еще работает первая ступень защиты 3 (или быстродействующая защита *T*) – выключатель 3 будет отключен своей первой ступенью (или выключатель 5 – защитой *T*) прежде чем наберет выдержку времени орган выдержки времени второй ступени защиты.

Следовательно, сопротивление $Z_{c.31}^{11}$ срабатывания второй ступени ДЗ должно быть выбрано меньше, чем сопротивление Z_3 при КЗ в конце зоны, защищаемой первой ступенью защиты предыдущего элемента, определяемой $Z_{c.33}^1$, или при КЗ за трансформатором в режиме, когда его сопротивление минимально $Z_T = Z_{T \min}$.

Первичное сопротивление Z_3 на входе РС¹¹¹ при КЗ в указанных точках определяется:

$$Z_3 = Z_{л1} + Z_{c.33} / K_{Тл}; \quad (8.5)$$

$$Z_3 = Z_{л1} + Z_{T \min} / K_{ТТ}, \quad (8.6)$$

где $K_{Тл} = I_{л1} / I_{л2}$, $K_{ТТ} = I_{л1} / I_T$ – коэффициенты токораспределения при КЗ на $W2$ и за трансформатором T .

Для сети (рис. 8.7, а) значения этих коэффициентов меньше единицы, что увеличивает значение $Z_{c.33}^{11}$, повышая чувствительность ступени. В сети (рис. 8.7, в) для защиты 1 при КЗ на параллельных линиях значение $K_{Тл} = I_{л1} / I_{л3}$ больше единицы, что снижает сопротивление $Z_{c.3}^{11}$ и коэффициент чувствительности.

С учетом выражений (8.5) и (8.6) можно найти:

$$Z_{c.31}^{11} \leq (Z_{л1} + K_{отс}^1 Z_{c.33}^1 / K_{Тл}); \quad (8.7)$$

$$Z_{c.31}^{11} \leq K_{отс}^{11} (Z_{л1} + Z_{T \min} / K_{ТТ}), \quad (8.8)$$

где $K_{отс}^1 = K_{отс}^{11} = 0,9$ – коэффициент отстройки, учитывающий отрицательные погрешности РС₃¹. Принимается меньшее значение $Z_{c.31}^{11}$, полученное по выражениям (8.5) и (8.6).

Целесообразность использования рассчитанной ступени оценивается коэффициентом чувствительности при КЗ в конце защищаемой линии:

$$K_{ч}^{11} = \frac{Z_{c.31}^{11}}{Z} \geq 1,25-1,3. \quad (8.9)$$

При недостаточном значении коэффициента чувствительности, если определяющим при выборе $Z_{c.3}^{11}$ явилось условие (8.7), вторая ступень защиты 1 может быть отстроена от второй (но не от первой)

ступени защиты 3 по времени (т. е. вторые ступени отдельных защит будут иметь разные выдержки времени) и сопротивлению срабатывания, а также с учетом выражения (8.8):

$$t_{с.31}^{11} = t_{с.33}^{11} + \Delta t = 1,0 \text{ с};$$

$$Z_{с.31}^{11} \leq K_{отс}^{11} (Z_{л1} + K_{отс}^1 Z_{с.33}^{11} / K_{Тл}). \quad (8.10)$$

Принимается меньшее значение $Z_{с.3}^{11}$, полученное из выражений (8.8) и (8.10).

Аналогично определяются параметры срабатывания защит другого направления – ДЗ3 и ДЗ4.

Третья ступень выполняет функции резервирования. Селективность без КЗ обеспечивается сопротивлением срабатывания, а при внешних КЗ – выдержкой времени. Выбор выдержек времени, как и для МТНЗ, осуществляется по встречно-ступенчатому принципу. Выбор сопротивления срабатывания производится с учетом двух условий:

1. Для исключения срабатывания реле сопротивления в нагрузочных режимах его сопротивление срабатывания должно быть меньше минимального рабочего сопротивления при $\varphi_p = \varphi_{раб}$:

$$Z_{с.3}^{111} < Z_{раб \min}, \quad (8.11)$$

где $Z_{раб \min} = U_{раб \min} / I_{раб \max} \sqrt{3}$.

2. Измерительный орган третьей ступени, сработавший при КЗ на смежном участке, должен вернуться в исходное положение после отключения КЗ выключателем поврежденного участка. Диаграмма изменения сопротивления в этих режимах для защиты ДЗ1 приведена на рис. 8.7, з.

При возникновении КЗ на $W2$ сопротивление на входе ИО снижается от значения $Z_{раб \min}$ до значения Z_k , а после отключения выключателя $Q3$ – до $Z_{пер \min}$ – переходного сопротивления, обусловленного пониженным напряжением при появлении токов самозапуска электродвигателей и определяемого как $Z_{пер \min} = Z_{раб \min} / K_{сзп}$, где $K_{сзп}$ – коэффициент самозапуска.

Для возврата РС в исходное положение его сопротивление возврата $Z_{вз}$ при $\varphi_p = \varphi_{раб}$ должно быть меньше переходного сопротивления $Z_{вз} < Z_{пер \min}$.

При определении коэффициента чувствительности учитывается $Z_{с.з} = Z_{с.з \max}$ при $\varphi_p = \varphi_{\text{лин}}$.

Коэффициент чувствительности третьей ступени проверяется при КЗ в конце своего участка (работа защиты как основной):

$$K_{\text{чо}}^{111} = Z_{с.з1}^{111} / Z_{л1} \geq 1,5 \quad (8.12)$$

и в конце зоны резервирования – в конце линии $W2$ и за трансформатором T

$$K_{\text{чо}}^{111} = Z_{с.з1}^{111} / Z_{л1} \geq 1,2. \quad (8.13)$$

Аналогично выражениям (8.5) и (8.6) при КЗ в конце линии $W2$:

$$Z_{з1} = Z_{л1} + (Z_{л2} / K_{\text{Тл min}}), \quad (8.14)$$

а при КЗ за трансформатором T :

$$Z_{з1} = Z_{л1} + (Z_{\text{T}} / K_{\text{ТТ max}}). \quad (8.15)$$

При наличии нескольких источников питания разной мощности минимальные значения коэффициентов токораспределения оказываются намного меньше единицы, а Z_3 значительными, что может привести к недостаточным коэффициентам чувствительности. Для получения удовлетворительной чувствительности третьей ступени в зоне резервирования необходимо иметь небольшие значения $Z_{с.з}$ при $\varphi_{\text{раб}}$ и большие $Z_{с.з \max}$ при $\varphi_{\text{л}}$. Эти соотношения определяются характеристикой срабатывания РС. С точки зрения отстройки от $Z_{\text{раб}}$, худшими являются характеристики в виде окружностей, особенно с центром в начале координат.

Четырехугольная характеристика с наклоном правой боковой стороны позволяет существенно увеличить $Z_{с.з \max}$, а треугольная характеристика в большинстве случаев не требует отстройки от $Z_{\text{раб}}$, и ее $Z_{с.з \max}$ может выбираться из условия обеспечения чувствительности в зоне резервирования.

Устройство блокировки при качаниях (УБК) блокирует неправильную работу ДЗ при качаниях. При качаниях ДЗ измеряет расстояние от места установки до электрического центра качаний и если этот центр качаний находится на защищаемой линии, то ИО защиты срабатывает (рис. 8.8).

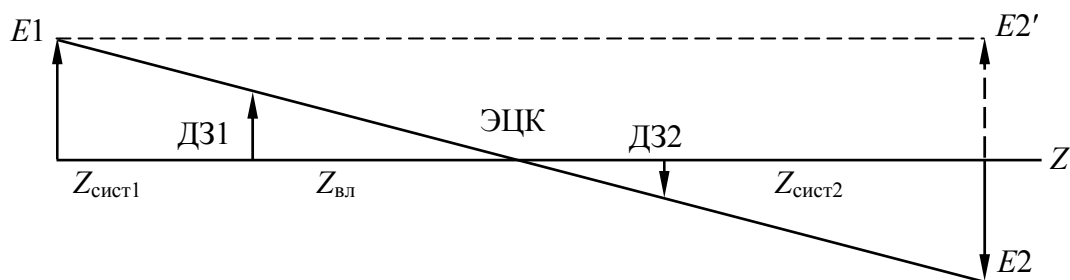


Рис. 8.8. Расположение электрического центра качаний на защищаемой линии

На рис. 8.8 показано изменение напряжения вдоль линии при качаниях. В момент, показанный на рис. 8.8, ЭДС по концам связи находятся в противофазе, а в электрическом центре, который находится примерно посередине линии, на которой в масштабе построены сопротивления системы 1, линии и системы 2, напряжение равно 0. Дистанционный орган защиты воспринимает центр качаний как место КЗ и срабатывает. Пунктиром показан момент, когда ЭДС E_2 находится в фазе с E_1 . В данный момент напряжения во всех точках линии примерно одинаковы и ДО возвращается. Таким образом, при качаниях ДЗ то срабатывает, то возвращается. Если времени, пока ДО сработал, достаточно для срабатывания защиты, защита может отключить линию, т. к. успевает сработать первая ступень защиты и может сработать вторая, если время ее срабатывания менее 1,0–1,5 с. Поэтому УБК, как правило, блокирует первую ступень, а в тех случаях, когда время действия второй ступени мало (менее 1 с) – и вторую.

Распространены два принципа блокировки от качаний. В электро-механических защитах прежних выпусков ЭПЗ-1636, ПЗ-5, ДЗ-501 блокируемые ступени защиты нормально выведены из работы и вводятся при появлении кратковременной несимметрии, которой сопровождается любое, даже трехфазное, КЗ. Ступени вводятся на время, достаточное для срабатывания ДО (обычно на 0,3–0,4 с), после чего они из работы выводятся. При качаниях ДО срабатывают через некоторое время, после того как разойдутся векторы напряжения по концам ЛЭП связи. К данному моменту защита из работы оказывается уже выведенной.

В аналоговых защитах более поздних выпусков (ШДЭ-2802, ПДЭ-2003), а также в микропроцессорных защитах применяется блокировка по скорости изменения сопротивления. Для блокировки измеряется время между срабатываниями ДО с разными уставками. При КЗ они срабатывают одновременно, а при качаниях срабатывает сна-

чала более чувствительное реле сопротивления, а затем через некоторое время – более грубое. Наличие времени между срабатываниями двух ДО и является признаком качаний, при которых соответствующие ступени выводятся из работы.

Структура цифровой дистанционной защиты. На рис. 8.9 приведена структурная схема алгоритма трехступенчатой цифровой ДЗ для одной фазы [8]. В общем случае в блоках Φ , к которым подведены вторичные фазные токи $i(t)$ и напряжение $u(t)$, выполняются функции формирования измерительных органов сопротивления трех ступеней PC^I, PC^{II} и PC^{III} . В качестве уставок задаются параметры срабатывания $Z_{ср}$ и возврата $Z_{вр}$ ступеней. Если $Z_p^I < Z_{ср}^I$, то срабатывает PC^I первой ступени, и при отсутствии блокирующих сигналов защита действует на отключение выключателя без выдержки времени. Блокирующие сигналы запрещают действовать защите, например, при качаниях и неисправностях в цепях напряжения.

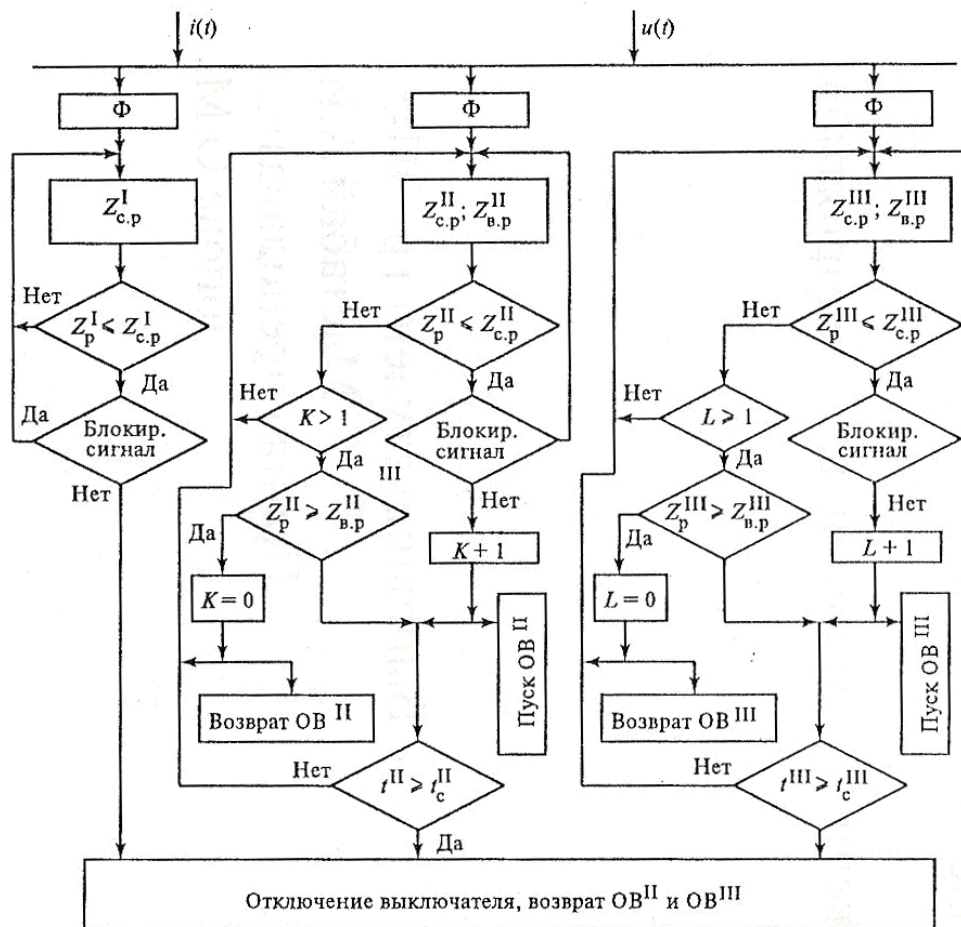


Рис. 8.9. Структурная схема алгоритма трехступенчатой ДЗ (условно на одну фазу)

Срабатывание РС¹¹ при отсутствии блокирующих сигналов фиксируется меткой K . При этом запускается орган выдержки времени второй ступени ОВ¹¹, набирающий заданное время срабатывания t_c^{11} . Если к моменту набора времени РС¹¹ по-прежнему находится в состоянии после срабатывания и отсутствует блокирующий сигнал, то защита действует на отключение выключателя и возврат ОВ¹¹. При увеличении значения $Z_p^{11} > Z_{cp}^{11}$ в процессе набора выдержки времени, но при $Z_p^{11} < Z_{вр}^{11}$ набор t_c^{11} продолжается, РС¹¹ еще не возвращается. При возврате РС¹¹ (например, за счет отключения внешнего КЗ) присваивается значение $K = 0$ и ОВ¹¹ возвращается.

Аналогично работает ступень *III* при срабатывании РС¹¹¹ и по истечении t_{cp}^{111} . Если ступень *I* выполняется с выдержкой времени, то схема аналогична приведенным схемам для ступеней *II* и *III*.

Метка K исключает излишние запуски ОВ¹¹, если $Z_{cp} < Z_p < Z_{вр}$.

Схемы включения дистанционных органов на ток и напряжение

Требования к схемам включения. Измерительные РС должны включаться на такие напряжения и токи сети, при которых сопротивление на зажимах реле Z_p , во-первых, будет пропорционально расстоянию $Z_{p.к}$ до места повреждения и, во-вторых, будет иметь одинаковые значения (по модулю и углу) при всех видах КЗ в одной точке. Для соблюдения этих требований к ДО необходимо подводить напряжение в месте установки ДЗ, равное падению напряжения в сопротивлении $Z_{p.к}$ до точки K : $U_p = I_k \cdot Z_{p.к}$ (рис. 8.7). При этом для обеспечения одинакового Z_p при всех видах КЗ ток I_p , подводимый к РС, должен равняться току КЗ I_k , вызывающему падение напряжения в сопротивлении $Z_{p.к}$:

$$Z_p = U_p / I_p = I_k \cdot Z_{p.к} / I_k = Z_{p.к}. \quad (8.16)$$

Исходя из изложенного выше, ДО включаются на напряжение и ток петли КЗ. Схемы включения ДО, реагирующие на междуфазные КЗ и ДО, реагирующие на однофазные КЗ, должны быть разными.

Включение дистанционных органов, реагирующих на междуфазные короткие замыкания. Включение на междуфазные на-

пряжения и разность фазных токов осуществляются согласно табл. 8.1 и рис. 8.10. При трехфазных КЗ все три ДО находятся в одинаковых условиях, к каждому из них подводится междуфазное напряжение, равное $\sqrt{3} U_{\phi}$. Фазное напряжение равно падению напряжения в проводе от места установки РС до точки K . Отсюда напряжение

$$U_p^{(3)} = \sqrt{3} \cdot I_k^{(3)} \cdot Z_{1k} = \sqrt{3} \cdot I_k^{(3)} \cdot Z_{1y} \cdot L_k, \quad (8.17)$$

где I_k – ток трехфазного КЗ, проходящий по фазе; Z_{1k} – сопротивление прямой последовательности фазы от места установки реле до точки K ; L_k – расстояние до места КЗ; Z_{1y} – удельное сопротивление прямой последовательности фазы на 1 км.

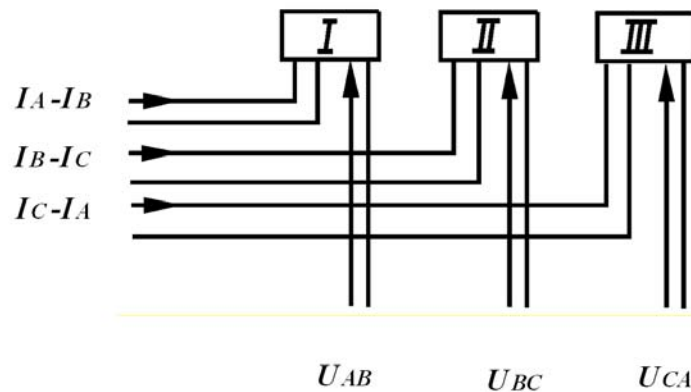


Рис. 8.10. Схема включения дистанционных органов от междуфазных КЗ

Ток в каждом реле равен геометрической разности токов двух фаз, т. е. $I_p^{(3)} = \sqrt{3} U_{\phi} I_k^{(3)}$, следовательно, сопротивление на зажимах каждого РС:

$$Z_p^{(3)} = U_p^{(3)} / I_p^{(3)} = \sqrt{3} U_k^{(3)} / \sqrt{3} \cdot I_k^{(3)} = Z_k. \quad (8.18)$$

Таблица 8.1

Реле фаз	U_p	I_p
AB	U_{ab}	$I_a - I_b$
BC	U_{bc}	$I_b - I_c$
CA	U_{ca}	$I_c - I_a$

При двухфазных КЗ, например, между фазами B и C только один ДО, включенный на напряжение между поврежденными фаза-

ми B и C , получает напряжение, пропорциональное расстоянию L . Это напряжение равно падению напряжения в фазах B и C :

$$U_p^{(2)} = U_{BC} = 2I_k Z_{1k}.$$

Ток $I_p = I_B - I_C = 2I_k$. Отсюда находим:

$$Z_p^{(2)} = U_p^{(2)} / I_p^{(3)} = 2I_k \cdot Z_{1k} / 2I_k. \quad (8.19)$$

Таким образом, при всех видах междуфазных КЗ сопротивление на зажимах реле равно сопротивлению прямой последовательности фазы.

Включение дистанционных органов, реагирующих на однофазные короткие замыкания. Дистанционные органы, предназначенные для определения удаленности мест однофазных КЗ, включаются по схеме с токовой компенсацией (рис. 8.11). Схема предусматривает три РС, каждое из которых включается согласно табл. 8.2 на напряжение U_ϕ и ток:

$$I_p = I_\phi + K3I_0.$$

При таком значении сопротивление на зажимах реле при однофазных КЗ Z_0 получается равным сопротивлению прямой последовательности Z_1 до места КЗ. Следовательно, при включении по табл. 8.2 ИО, реагирующего на однофазные КЗ, сопротивление Z на его зажимах получается таким же, как и у реле, реагирующих на междуфазные КЗ и включенных по табл. 8.1. В обоих случаях $Z_p = Z_1$.

Таблица 8.2

Реле фаз	U_p	I_p
A	U_a	$I_a + K3I_0$
B	U_b	$I_b + K3I_0$
C	U_c	$I_c + K3I_0$

Коэффициент компенсации

$$K = (Z_0 - Z_1) / 3 Z_1; \quad 3Z_p = U_\phi / (I_\phi + K3I_0)$$

задается постоянной величиной, однако его точное значение зависит от места КЗ и влияния смежных линий электропередачи.

Величина активного сопротивления задается отдельно для междуфазных и однофазных замыканий, т. к. активное сопротивление в месте КЗ при однофазном замыкании существенно больше, чем при междуфазных КЗ. Для одиночной линии без грозозащитного троса можно считать, что $Z_0 = 3,5Z_1$, поэтому $K = (3,5 - 1)/3 = 0,83$.

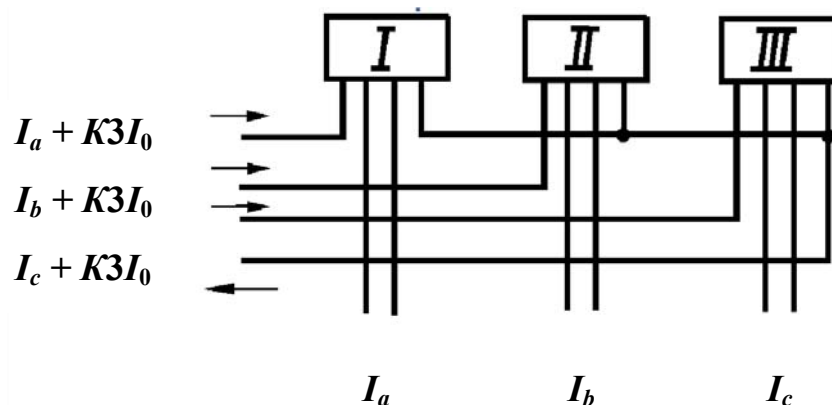


Рис. 8.11. Схемы включения дистанционных органов на ток $I_\phi + 3I_0$

Характеристики срабатывания дистанционной защиты и их изображение на комплексной плоскости. Сопротивление является комплексной величиной, поэтому характеристики срабатывания РС $Z_{cp}(Z_p, \varphi_p)$ и сопротивления на их зажимах Z_p удобно изображать на комплексной плоскости в осях R, jX (рис. 8.12). В данном случае по оси вещественных величин откладываются активные сопротивления R , а по оси мнимых величин – реактивные сопротивления X .

Полное сопротивление на зажимах реле $Z_p = U_p / I_p$ может быть выражено через активные и реактивные составляющие в виде комплексного числа $Z_p = R_p + jX_p = Z_p e^{-j\varphi_p}$ и изображено в осях $R - jX$ вектором с координатами R_p и jX_p (рис. 8.12, а). Величина этого вектора характеризуется модулем $|Z_p| = \sqrt{R_p^2 + X_p^2}$, а его направление – углом φ_p , который определяется соотношением X_p и R_p . На рис. 8.12, б видно, что угол φ_p равен углу сдвига фаз между векторами тока \underline{I} и напряжения \underline{U} , следовательно, можно считать, что на комплексной плоскости вектор \underline{I}_p совпадает с осью положительных сопротивлений R , а напряжение \underline{U}_p – с направлением Z_p . Тот или

иной участок сети, например, $W1$ (рис. 8.12, в) можно представить в осях $R - jX$ величиной $Z_{AB} = Z_{W1}$, имея в виду, что каждая точка ЛЭП характеризуется определенными сопротивлениями R_{W1} и X_{W1} .

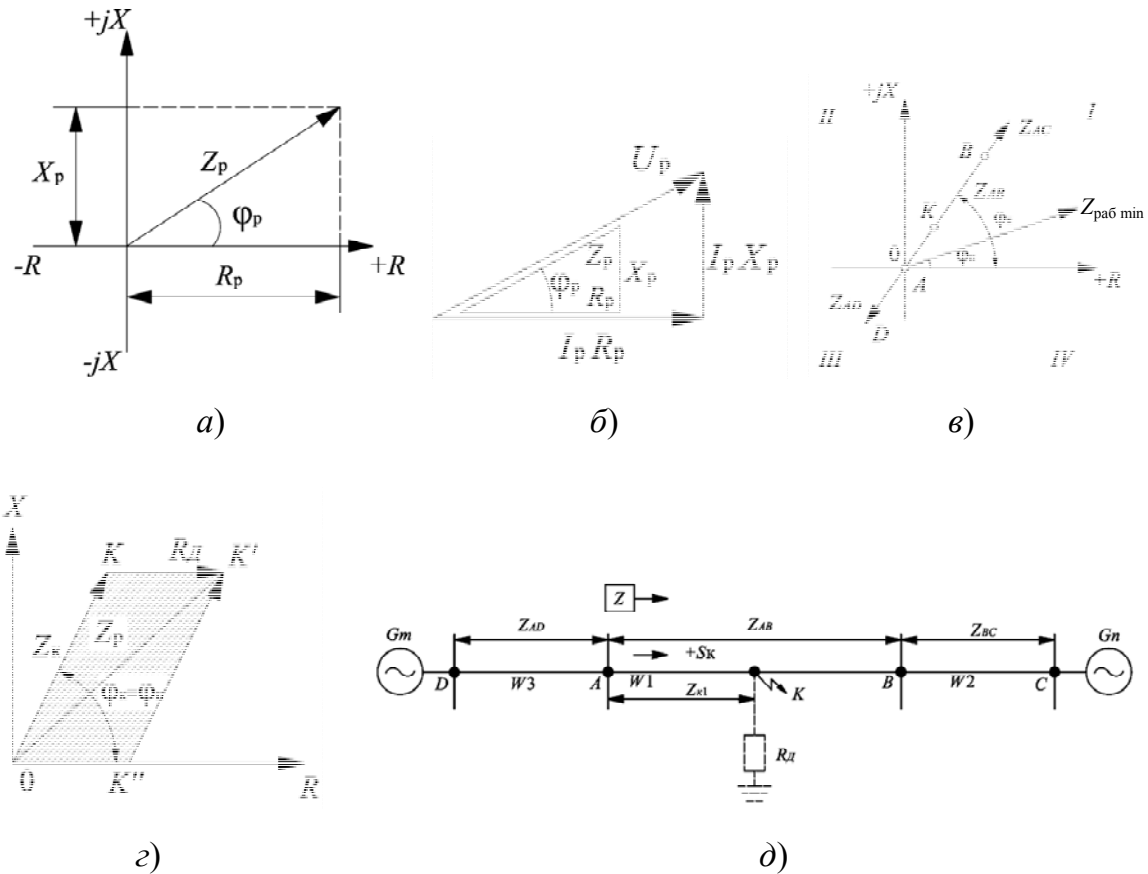


Рис. 8.12. Характеристики реле сопротивления на комплексной плоскости $R - jX$: а – изображение Z_p ; б – треугольник сопротивлений; в, г – участок сети и его изображение в осях $R - jX$; д – область сопротивлений Z_p при КЗ через сопротивление электрической дуги R_d

Если сопротивление всех участков сети имеет один и тот же угол $\varphi_d = \arctg X_d / R_d$, то их геометрическое место на комплексной плоскости изображается в виде прямой, смещенной относительно оси R на угол φ_p (рис. 8.12, г). Начало защищаемой ЛЭП, где установлена рассматриваемая ДЗ A , совмещается с началом координат (рис. 8.12, в, г). Координаты всех участков сети, попадающих в зону ДЗ A , считаются положительными и располагаются в I квадранте комплексной плоскости (рис. 8.12, г). Координаты участков сети (рис. 8.12, в) слева от точки A считаются отрицательными и распола-

гаются в III квадранте. Сопротивление линии $W1$ показано на диаграмме отрезком AB , $W2$ – отрезком BC и $W3$ – отрезком AO . Сопротивление Z_k от места установки ДЗ до точки K изображено отрезком AK под углом $\varphi = \varphi_d$ к оси R (рис. 8.12, в, з). Если КЗ произошло через электрическую дугу, имеющую активное сопротивление R_d , то сопротивление до места КЗ будет изображаться отрезком AK' , равным геометрической сумме отрезков Z_k и R_d (рис. 8.12, д): $AK' = Z_k + R_d$.

Исследования показали, что значение R пропорционально длине дуги L_d , м, и тем меньше, чем больше ток КЗ: $R_d = K / I_d$, где K – постоянная величина, равная 1200–1500.

Графическое изображение характеристик срабатывания реле. Характеристики срабатывания РС выпуска ЧЭАЗ (рис. 8.13) представляют собой геометрическое место точек, удовлетворяющих условию $Z_p = Z_{cp}$. Заштрихованная часть характеристики, где $Z_p = Z_{cp}$, соответствует области действия реле. При Z_p , выходящих за пределы заштрихованной части, т. е. при $Z_p \geq Z_{cp}$, реле не работает. Однако область срабатывания РС имеет ограничения: реле не должно действовать при сопротивлении нагрузки ($Z_{раб\ min}$) и при качаниях. Для этого векторы $Z_{раб\ min}$ и $Z_{кач}$ должны располагаться за пределами области срабатывания реле, т. е. должно соблюдаться условие $Z_{cp} < Z_{раб\ min}$ и по возможности $Z_{cp} < Z_{кач}$.

Ненаправленное реле полного сопротивления. Характеристика этого реле (рис. 8.13, а) имеет вид окружности с центром в начале координат и радиусом, равным K . Реле работает при $Z_p \leq K$ при любых углах φ_p между вектором Z_p и осью R . Характеристика срабатывания РС выражается уравнением $Z_{cp} = K$, где K – постоянная величина.

Зона действия реле расположена в четырех квадрантах, в том числе в I и III. Реле с характеристикой (рис. 8.13, а) работает как ненаправленное РС.

Направленное реле полного сопротивления. Данное реле имеет Z_{cp} , зависящее от угла φ_p (рис. 8.13, б). Его характеристика срабатывания изображается окружностью, проходящей через начало координат. Сопротивление срабатывания имеет максимальное значение

при $\varphi_p = \varphi_{м.ч}$, где $\varphi_{м.ч}$ – угол максимальной чувствительности реле, при котором $Z_{ср} = Z_{ср\max}$, т. е. равен диаметру окружности OB .

Зависимость срабатывания этого реле от угла φ_p может быть представлена:

$$Z_{ср} = Z_{ср\max} \cdot \cos(\varphi_{м.ч} - \varphi_p).$$

Реле не работает при Z_p , расположенных в III квадранте. Это означает, что оно не может действовать, если мощность направлена к шинам подстанции. Следовательно, рассмотренное реле является направленным. Направленное РС имеет «мертвую зону» при повреждениях в начале защищаемой ЛЭП.

Реле с круговой характеристикой, смещенной относительно начала координат. На рис. 8.13, в приведена характеристика, смещенная в III квадрант на расстояние Z'' . Такое реле рассчитано на работу при КЗ на защищаемой линии $W1$ (рис. 8.12, в) и включает в зону своего действия питающие эту ЛЭП шины и часть длины (пропорциональную Z'') других отходящих от шин ЛЭП. На рис. 8.12, в – это шины A и часть ЛЭП $W3$. Уравнение смещенной характеристики в векторной форме имеет вид

$$(Z' - Z'')/2 = Z_{ср} - (Z' - Z'')/2 = 0.$$

Для ДО второй и третьей ступеней находят применение реле с характеристикой, смещенной в сторону I квадранта. Такая характеристика позволяет увеличить зону действия и улучшить отстройку от нагрузки.

Реле с эллиптической характеристикой. На рис. 8.13, г изображена характеристика направленного реле, имеющая вид эллипса. Сопротивление срабатывания такого реле $Z_{ср}$ зависит от угла φ_p и имеет наибольшее значение при $\varphi_p = \varphi_{м.ч}$. Угол $\varphi_{м.ч}$, как и в предыдущем случае, равен $\varphi_p = \varphi_{м.ч}$. Сопротивление $Z_{ср\max}$ равно большой оси эллипса $2a$. Как известно, эллипс является геометрическим местом точек, сумма расстояний которых до фокусов b и d постоянна и равна большой оси $2a$. На основании этого, обозначая координаты фокусов b и d , Z' и Z'' , а координаты любой точки C эллипса – $Z_{ср}$, получаем уравнение эллиптической характеристики:

$$|Z_{ср} - Z'| + |Z_{ср} - Z''| = 2a.$$

По сравнению с круговой характеристикой эллиптическая характеристика имеет меньшую рабочую область. Это дает возможность лучше отстроить реле от качаний и перегрузок, но ухудшает чувствительность при КЗ через переходное сопротивление $R_{пер}$.

Реле с характеристикой в виде многоугольника. Характеристика направленных РС, имеющая форму четырехугольника, показана на рис. 8.13, д. Сопоставляя эту характеристику с площадью $OKK'K''$ (рис. 8.13, д), можно установить, что четырехугольная характеристика реле в большей мере, чем другие характеристики, совпадает с контуром области расположения векторов Z_p при КЗ и является с этой точки зрения наиболее рациональной.

Пунктиром показан вариант характеристики OA' и BC' , предусматривающий расширение зоны реле для обеспечения его действия при двустороннем питании КЗ через переходное сопротивление. С учетом сопротивления электрической дуги R_d вектор может располагаться при КЗ на защищаемом участке ЛЭП в пределах площади четырехугольника $OA'BC'$. Действие реле при КЗ будет обеспечено, если характеристика срабатывания реле будет охватывать область комплексной плоскости, в которой может находиться вектор сопротивления Z_p при КЗ на ЛЭП (площадь $OA'BC'$, рис. 8.13, д).

На рис. 8.13, е показана характеристика, имеющая форму треугольника, применяемая для третьей зоны ДЗ. Она позволяет отстроиться от Z_p при больших значениях тока нагрузки $I_{раб\max}$, чему соответствует минимальное значение $Z_{раб\min} = 0,9U_{ном} / I_{раб\max}$ и допускает срабатывание РС при значительном переходном сопротивлении $R_{пер}$ в случае удаленных КЗ.

Реле реактивного сопротивления срабатывает при

$$X_{cp} = -Z_{cp} \sin \varphi_p, \quad X_{cp} = K,$$

где K – постоянная величина. Характеристика таких РС изображается прямой линией, параллельной оси X (рис. 8.13, ж), отстоящей от нее на расстоянии $X_{cp} = K$.

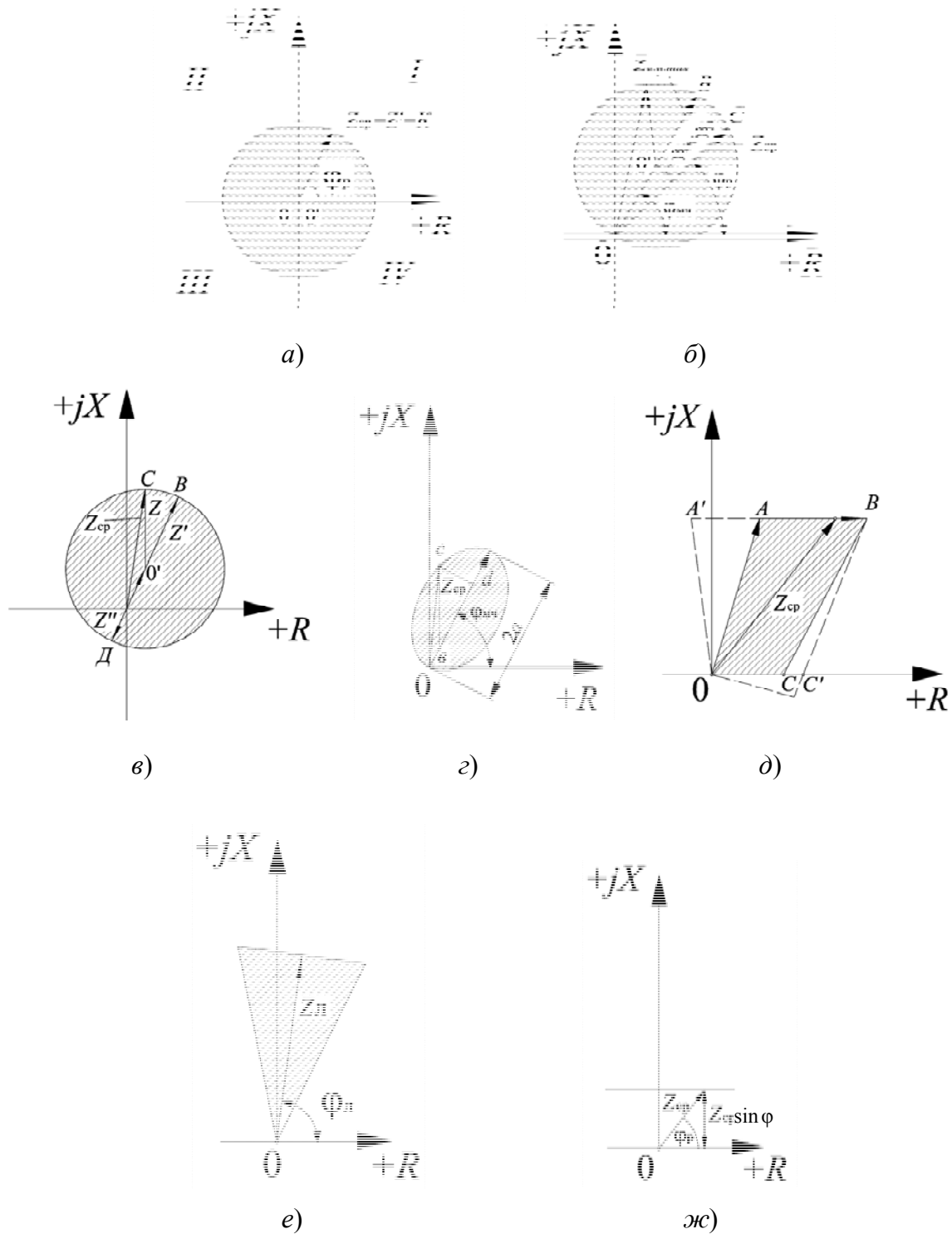


Рис. 8.13. Характеристики срабатывания реле сопротивления

Характеристики микропроцессорных дистанционных защит. Микропроцессорная ДЗ работает при всех видах повреждения, измеряя разность фазных токов при междуфазных КЗ и линейное напряжение между двумя фазами. При однофазном КЗ реле измеряет фазный ток и фазное напряжение.

Сопротивление при однофазном замыкании значительно больше, чем при междуфазном $X_0 = (2-2,5)X_1$. Кроме этого в проводе, в котором возникло КЗ, наводится напряжение от тока, протекающего в других линиях, находящихся в зоне влияния. В защите все это учитывается коэффициентом компенсации $K_{\text{п}}$. При однофазном замыкании реле измеряет величину $Z_p = U_p / (I_p + K_{\text{п}}I_0)$. К фазному току добавляется ток нулевой последовательности, умноженный на коэффициент компенсации. Поскольку ток в смежных линиях может не совпадать по фазе с током на поврежденной линии, коэффициент компенсации представляет собой комплексную величину, поэтому должны быть рассчитаны величина и угол компенсации. Дистанционная защита учитывает, что КЗ может быть через дугу, имеющую активное сопротивление. Это сопротивление учитывается расширенной характеристикой защиты. Величина сопротивления дуги зависит от величины тока и длины дуги. При замыкании на землю ток меньше, а длина дуги значительно больше. Поэтому и сопротивление дуги значительно больше. Уставки по активному сопротивлению защиты выполняются по возможности большими и отстраиваются от активного сопротивления нагрузки.

Дистанционная защита PD532 или MiCOM P433–P439 может быть выполнена с круговой или прямоугольной характеристикой.

Защита с круговой характеристикой (рис. 8.14) малоэффективна, поэтому ее применение может быть рекомендовано для резервной защиты шин 6–35 кВ с кабельными линиями. В данных случаях угол нагрузки и угол КЗ близки друг к другу. При таких напряжениях значительное влияние на ток КЗ оказывает активное сопротивление электрической дуги. Для увеличения чувствительности ДЗ при близких дуговых КЗ характеристику реле сопротивления расширяют в области активных сопротивлений.

Для этого на характеристике задается угол δ , определяющий начальную точку для построения дуги (пунктирная линия с точками):

$$Z_{\text{откл}} = Z(1 + \sin \delta),$$

где угол δ показан на рис. 8.14.

Защита с многоугольной характеристикой более эффективна на длинных линиях высокого напряжения, где влияние активного сопротивления дуги сказывается меньше. Характеристика работы представлена на рис. 8.15.

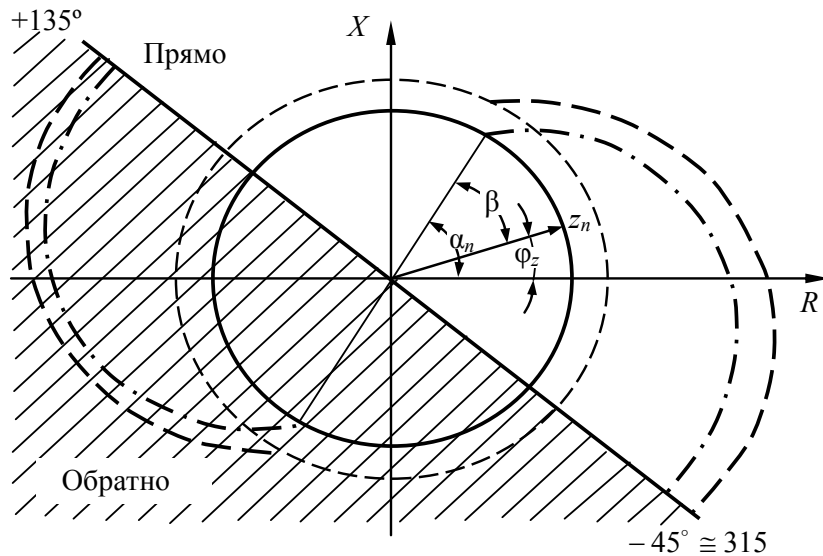


Рис. 8.14. Пример круговой характеристики для ДЗ типа PD532 $n = 1,4$; $\alpha = 60^\circ$. Пунктирная линия ограничивает зону расширения

Активные сопротивления для петель «фаза–фаза» (R_{Π} , PP) и «фаза–земля» (R_{Π} , PG) задаются отдельно для каждой зоны. Ширина характеристики самой чувствительной ступени (R_{Π}) определяется условиями отстройки от активной нагрузки линии. Выбирается направленность защиты.

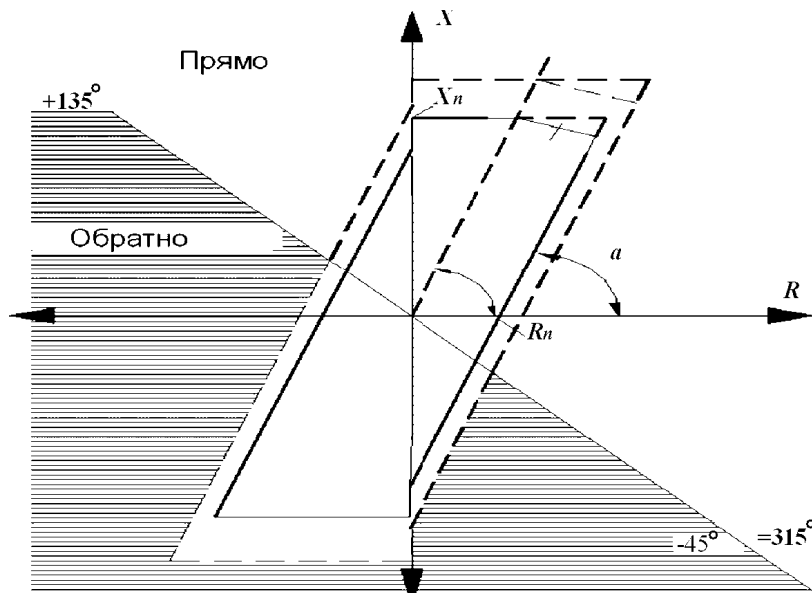


Рис. 8.15. Пример прямоугольной характеристики для PD532, MiCOM серии P430: X_{Π} – реактивное сопротивление; R_{Π} – активное сопротивление для петли «фаза–фаза» или «фаза–земля»; α – угол характеристики (угол максимальной чувствительности)

Расчет уставок для случая КЗ на землю производится с применением коэффициента K_g , который учитывает наибольшую величину сопротивления дуги и переходного сопротивления при замыканиях на землю.

Технические характеристики цифровых защит

Устройства защиты типа MiCOM P433–P439 имеют шесть ступеней, четырехступенчатую ЗЗ и четырехступенчатую токовую защиту обратной последовательности. Все ступени могут быть выполнены направленными и может быть использована схема ускорения защиты по ВЧ каналу.

Устройство MiCOM P439 имеет жидкокристаллический графический дисплей, на котором может быть изображена мнемосхема ячейки с разъединителями и заземляющими ножами и заложена возможность управления до шести аппаратов. Поэтому область применения такой защиты – ячейки с дистанционным управлением разъединителями и заземляющими ножами и, например, КРУЭ.

Защита MiCOM P441 срабатывает при междуфазных КЗ и при замыканиях на землю и имеет пять ступеней ДЗ. Устройство имеет также трехступенчатую ЗЗ и четырехступенчатую МТЗ от междуфазных КЗ. Максимальная токовая защита от междуфазных КЗ может быть выполнена направленной. Может быть также использована схема ускорения защиты по ВЧ каналу.

В серии MiCOM P540 имеется набор ДЗ линии. Блок MiCOM P541 не имеет АПВ и предназначен для применения ДЗ в виде резервной защиты, MiCOM P542 имеет четырехкратное АПВ. Перечисленные защиты могут работать по проводному или оптоволоконному каналу.

Для того чтобы обеспечить селективную защиту с небольшими выдержками времени, особенно на коротких линиях, необходимо применять четырехступенчатую защиту.

Устройства ДЗ MiCOM P433–P435 работают при междуфазных КЗ и при замыканиях на землю и имеет шесть ступеней. В состав защиты входят четырехступенчатые защиты от междуфазных КЗ и замыканий на землю.

На воздушных линиях должно быть предусмотрено АПВ. В данном случае АПВ обычно выполняется однократным, чтобы не увеличивать объем повреждений на линии, т. к. даже при однократном включении линия включается от АПВ 2 раза (с двух сторон). Устройство АПВ может быть выполнено с контролем синхронизма с одной из сторон, для чего на линии должен быть установлен ТН.

Рекомендуется применять следующие устройства защиты:

1. Набор из двух ДЗ MiCOM P441 или P435 с ВЧ каналом.
2. Набор ДЗ MiCOM P435, P441 и продольной ДЗ MiCOM P541, P542.
3. Набор ДЗ MiCOM P435, P441 и продольной дифференциально-фазной защиты MiCOM P547.

Устройства защиты фирмы ABB. Для линий 110–220 кВ предлагаются устройства защиты типа REL500. Аппаратура ABB отличается значительным объемом функций. Необходимые функции определяются при заказе.

Защиты включают:

- Дистанционную защиту от всех видов замыканий с общим критерием повреждения и пятью независимыми степенями для отключения многофазных КЗ и замыканий на землю. Защиты имеют четырехугольную характеристику с вырезом в зоне наибольших нагрузок.
- Четырехступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности для отключения замыканий на землю.
- Библиотеку дополнительных базовых функций защиты, автоматики, блокировок и конфигурируемых логических схем.
- Наличие функции определения места повреждения.
- Набор функций управления.
- Вырез в характеристике.
- Возможность ускорения защиты по проводному, оптоволоконному или высокочастотному каналу.

Ускорение дистанционных защит по высокочастотному каналу. Одна из областей применения высокочастотного (ВЧ) канала – это телеускорение. По концам линии устанавливают трехступенчатую ДЗ. Первая ступень, действующая без выдержки линии, охватывает около 85 % длины линии. Защитное телеускорение расширяет область срабатывания первой ступени защиты до 100 % длины линии, посредством сигнала, переданного с другой подстанции (другого конца линии).

Защитное телеускорение может работать, используя одну из следующих схем:

- прямая передача команды отключения (прямое отдаленное отключение);
- разрешение срабатывания ступени с выдержкой времени со стороны, где не сработала первая ступень;
- расширение первой зоны на всю длину линии.

Имеется значительное количество разновидностей этих принципов. С помощью указанных способов можно обеспечить отключение КЗ на всем протяжении линии без выдержки времени.

Имеется два главных принципа взаимодействия защит между собой: разрешающий и блокирующий. Для срабатывания защиты с разрешающим импульсом требуется приход команды по каналу связи с противоположной стороны.

При применении ускорения ДЗ принципа с ВЧ каналом по защищаемой линии следует учитывать, что разрешающий сигнал может проходить через место КЗ, вносящее большое затухание сигнала. Поэтому необходимо иметь большой запас по затуханию ВЧ сигнала и необходимо обеспечить два канала для передачи сигнала с каждого конца на противоположный.

Защита, работающая на блокирующем принципе, срабатывает, если отсутствует блокирующий сигнал. Блокирующий сигнал создает полукомплект, для которого КЗ является внешним (используется направленный к шинам пусковой орган). При отсутствии такого сигнала на каждом конце защита срабатывает, если срабатывает пусковой орган, направленный от шин в линию. ВЧ сигнал передается только при внешнем КЗ, а значит, он не передается через место повреждения. Поэтому запас по затуханию канала может быть выбран меньше (12–18 дБ). Все передатчики и приемники подсоединяются к одному каналу. Аналог такой защиты в СНГ – защита с ВЧ блокировкой, например, ПДЭ-2802.

Такие возможности предоставляет ДЗ той или иной из перечисленных фирм, совместно с которой можно применить кроме проводного (оптоволоконного) канала ВЧ аппаратуру, применяемую в СНГ.

8.4. Продольная дифференциальная защита линий

Продольная дифференциальная защита линий применяется в тех случаях, когда требуется высокое быстродействие и абсолютная селективность при КЗ в той или иной точке линии. *Продольной дифференциальной защитой* называют защиту, в ИО которой непосредственно сравниваются электрические данные, собранные со всех концов защищаемого элемента. Для протяженных элементов (ЛЭП) в зависимости от их длины применяют кабельные линии связи (до 15 км) или высокочастотные каналы связи.

На рис. 8.16 показан принцип действия продольной дифференциальной защиты линий. Трансформаторы тока, установленные по концам защищаемой линии, включаются между собой через линию связи и токовое дифференциальное реле KA , включенное на разность токов. При нагрузке или внешнем КЗ в точке $K1$ токи I_1 и I_2 через реле равны по величине и направлены встречно. В данном случае без учета погрешностей ТТ результирующий ток в реле $I_p = I_1 - I_2 = 0$ и защита не работает. При КЗ в зоне действия (между ТТ) ток I_2 меняет свое направление (или будет равен нулю при одностороннем питании). Результирующий ток в реле равен сумме токов. Если его величина превысит порог срабатывания реле, то защита срабатывает и отключит линию со всех сторон.

Ток срабатывания защиты выбирают по условию отстройки от тока небаланса.

Чувствительность защиты определяется минимальным током в измерительном органе при КЗ в защищаемой зоне:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{min}}^{(2)} / I_{\text{с.з}} \geq 2.$$

В случае если измерительных органов два (по одному на каждой подстанции), то значение тока $I_{\text{min}}^{(2)}$ делят на два.

Чувствительность защиты, как правило, оказывается недостаточной. Поэтому в реальных защитах применяют ИО, представляющие собой реле с быстронасыщающимися трансформаторами и тормозными обмотками по аналогии дифференциальной защиты трансформатора (см. гл. 9).

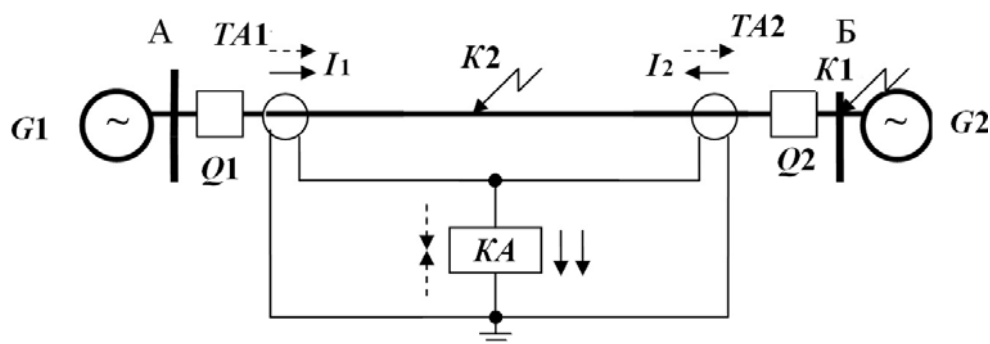


Рис. 8.16. Принцип действия продольной дифференциальной защиты линий. Пунктирной линией показано направление токов при внешнем КЗ (точка $K1$), сплошной – при КЗ в зоне действия дифференциальной защиты

На рис. 8.16 показана однолинейная схема линии связи с одной парой проводов. Для передачи сигналов трехфазной сети потребуется минимум четыре провода. Сопротивление проводов линии связи оказывается намного больше допустимого для ТТ по условию 10%-й погрешности. Поэтому продольная дифференциальная защита, например, типа ДЗЛ-2, намного сложнее. Для получения одного информационного сигнала от трехфазных ТТ каждый полукомплект защиты состоит из комбинированного фильтра токов прямой и обратной последовательностей ($I_1 + KI_2$). Такое исполнение защиты позволило использовать только одну пару проводов линии связи. Для уменьшения влияния сопротивления проводов линии связи она включается к ТТ через изолирующие трансформаторы с коэффициентом трансформации K_n . При этом сопротивление проводов, приведенное к стороне ТТ, уменьшается в K_n^1 раз.

При обрыве провода в линии связи защита ложно срабатывает от тока нагрузки или внешнего КЗ. Поэтому для контроля исправности линии по проводам пропускается постоянный ток и в случае его исчезновения при обрыве провода продольная дифференциальная защита автоматически блокируется.

Очевидно, что иметь только одну дифференциальную защиту по условию надежности недостаточно. Это объясняется и тем, что дифференциальная защита не может резервировать защиты смежных линий или шин подстанции. Поэтому наряду с основной дифференциальной защитой обязательно предусматривается установка резервной защиты с относительной селективностью, например, МТЗ или ДЗ.

Защита типа ДЗЛ и аналогичные ей цифровые продольные дифференциальные защиты применяются на коротких линиях 110–220 кВ длиной до 15 км. В перспективе предполагается использование оптоволоконных каналов связи.

8.5. Высокочастотные каналы связи

Высокочастотные каналы функционируют по проводам защищаемой линии, для чего производится ВЧ обработка линии. Обычно обработке подвергается одна фаза и ВЧ сигналы передаются по схеме «фаза–земля». При этом передача происходит по всем трем фазам за счет индуктивной и емкостной связей между проводами фаз.

Для РЗ используются ВЧ каналы, работающие на частотах 40–500 кГц.

Высокочастотный канал (рис. 8.17) содержит следующие элементы: провод фазы защищаемой линии 1 , заградители 2 , конденсаторы связи 3 , защитные устройства 4 , фильтры присоединения 5 , ВЧ кабели 6 и приемопередатчики 7 . Заградители включены последовательно в провод фазы защищаемой линии и состоят из реактора и конденсатора, настроенных в резонанс токов на рабочую высокую частоту, и представляют для нее большое сопротивление. Поэтому ВЧ сигналы не распространяются на соседние участки и могут циркулировать по линии лишь между заградителями.

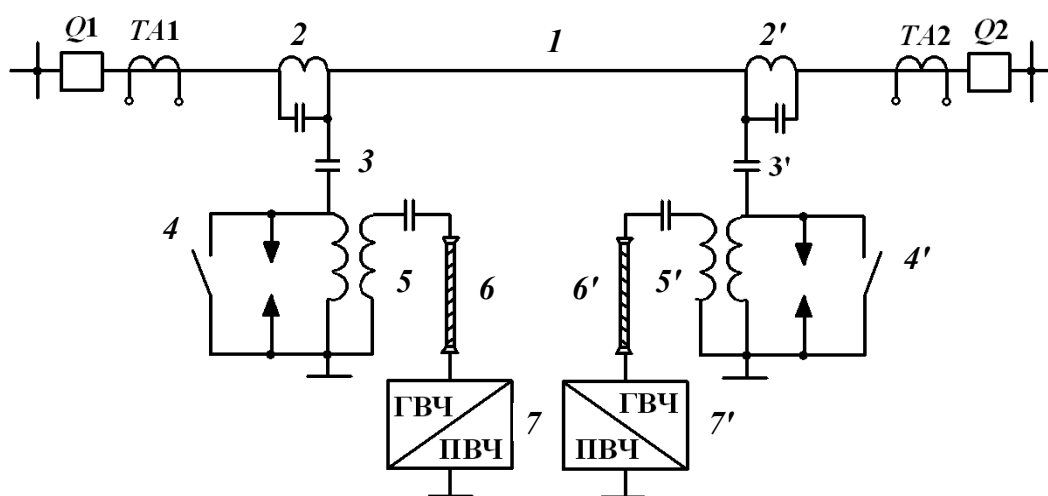


Рис. 8.17. Принципиальная схема ВЧ канала

Высоковольтный конденсатор связи изолирует ВЧ аппаратуру от высокого напряжения линии и создает путь токам высокой частоты, для которых представляет малое сопротивление, а также препятствует прохождению токам промышленной частоты, для которых представляет большое сопротивление.

Защитное устройство состоит из разрядника (от перенапряжений) и заземляющего разъединителя для безопасного выполнения наладочных работ.

Фильтр присоединения 5 , состоящий из воздушного трансформатора и конденсатора, согласует волновое сопротивление ВЧ кабеля и входное сопротивление линии, что исключает потери энергии на отражение волны. Заземление обмотки воздушного трансформатора создает путь токам промышленной частоты, исключая их попадание в приемопередатчики. Фильтр присоединения вместе с конденсатором связи 3 образует полосовой фильтр, пропускающий определенную полосу частот.

Приемопередатчик состоит из генератора ГВЧ и приемника – ПВЧ. С каждой стороны линии приемопередатчики настроены на одну и ту же частоту. Поэтому ПВЧ принимают сигналы своего ГВЧ и установленного на противоположном конце. Для четкой работы во всех возможных режимах передатчик должен обладать мощностью (20–35 Вт), достаточной для перекрытия затухания по линии. Затухание резко увеличивается при неблагоприятных погодных условиях (гололед, мокрый снег) и при трех- и однофазных КЗ.

Высокочастотными называются защиты, использующие ВЧ каналы. Передатчики пускаются и останавливаются сигналами РЗ, а сигналы с выходов приемников поступают в цепи РЗ и обуславливают выполнение ею заданных функций.

8.6. Дифференциально-фазная высокочастотная защита линий

Принцип действия дифференциально-фазной высокочастотной защиты (ДФЗ) основан на сравнении фаз токов по концам защищаемой линии. Считая положительными токи, направленные от шин в линию, находим, что при внешних КЗ в точке K_1 (рис. 8.18, а) токи I_m и I_n по концам защищаемой линии имеют различные знаки и, следовательно, их можно считать сдвинутыми по фазе на 180° . В случае КЗ на защищаемой линии (рис. 8.18, б) токи на ее концах имеют одинаковые знаки и их можно принять совпадающими по фазе. Таким образом, сравнивая фазы токов по концам линии, можно установить место расположения КЗ.

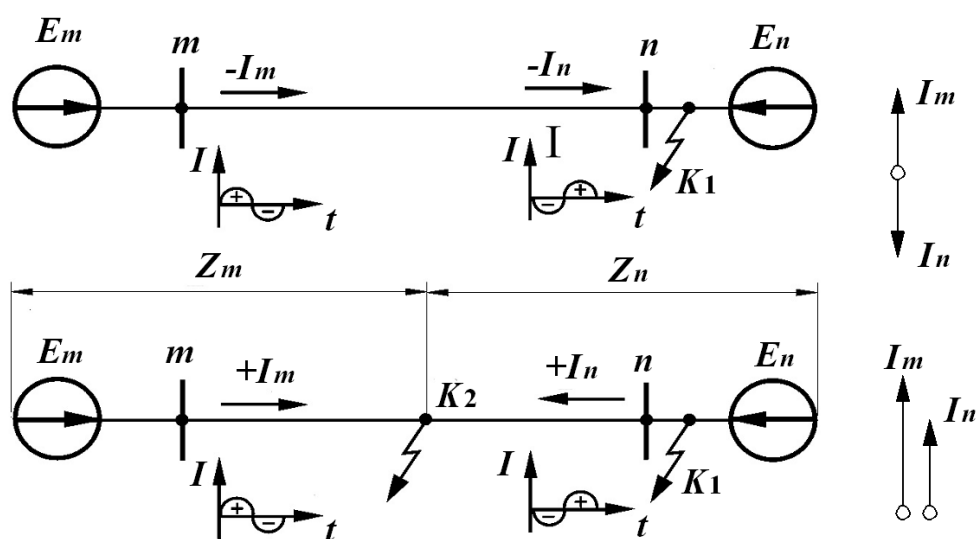


Рис. 8.18. Принцип действия ДФЗ

Принципиальная схема, иллюстрирующая работу ДФЗ, и диаграмма, поясняющая принцип ее действия, приведены на рис. 8.19 и 8.20.

Защита состоит из приемопередатчика, включающего в себя ВЧ генератор ГВЧ, приемник ПВЧ, реле отключения РО, питающегося током приемника, и двух пусковых реле П1 и П2, одно из которых пускает ГВЧ, а второе контролирует цепь отключения защиты.

Особенность защиты заключается в том, что ГВЧ управляется (манипулируется) непосредственно токами промышленной частоты при помощи специального трансформатора T_m . Генератор включен так, что при положительной полуволне промышленного тока он работает, посылая в линию ток высокой частоты, а при отрицательной – запирается, и ток высокой частоты прекращается. В то же время приемник выполнен таким образом, что при наличии токов высокой частоты, поступающих в его входной контур, выходной ток, питающий реле РО, равен нулю, а при отсутствии ВЧ сигнала появляется выходной ток, который поступает в реле РО. Таким образом, генератор ВЧ работает только в течение положительных полупериодов тока промышленной частоты, а приемник – при отсутствии ВЧ сигналов.

При внешнем КЗ (рис. 8.20, а), когда фазы первичных токов по концам линии противоположны, генератор на конце линии m работает в течение первого полупериода промышленного тока, а на конце n – в течение следующего полупериода. Ток ВЧ протекает по линии непрерывно и питает приемники на обеих сторонах линии. В результате этого выходной ток в цепи приемника и реле РО отсутствует и реле (защита) не работает.

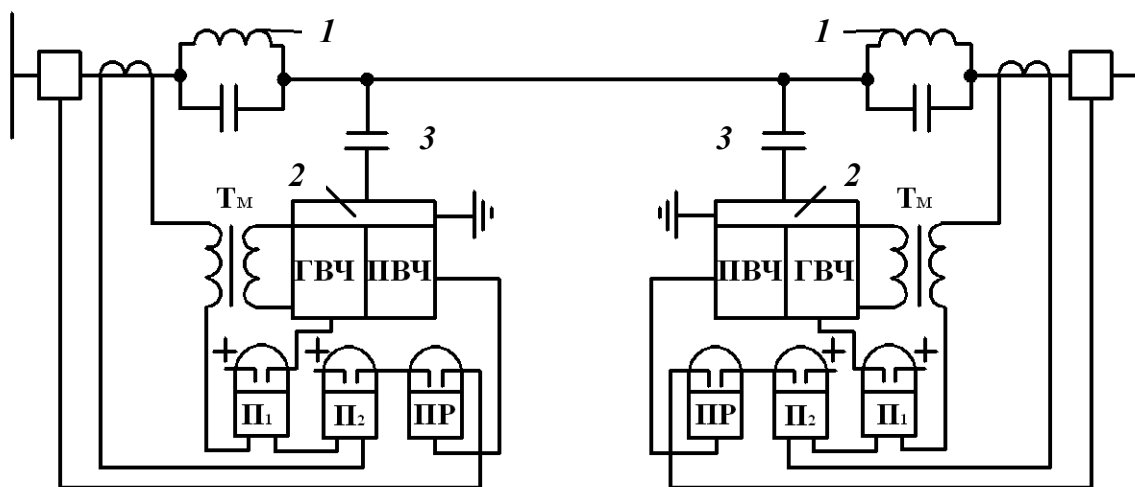


Рис. 8.19. Принципиальная схема ДФЗ

При КЗ в зоне (рис. 8.20, б) генераторы на обоих концах линии работают одновременно, поскольку фазы токов по концам линии совпадают. Ток ВЧ, поступающий при этом в приемники, будет иметь прерывистый характер с интервалами времени, равными полупериоду промышленного тока. В данном случае приемник работает в промежутки времени, когда ток ВЧ отсутствует, и заперт (не работает) во время его прохождения. В выходной цепи приемника появляется прерывистый ток, который сглаживается специальным устройством и подается в реле РО, которое срабатывает и отключает линию.

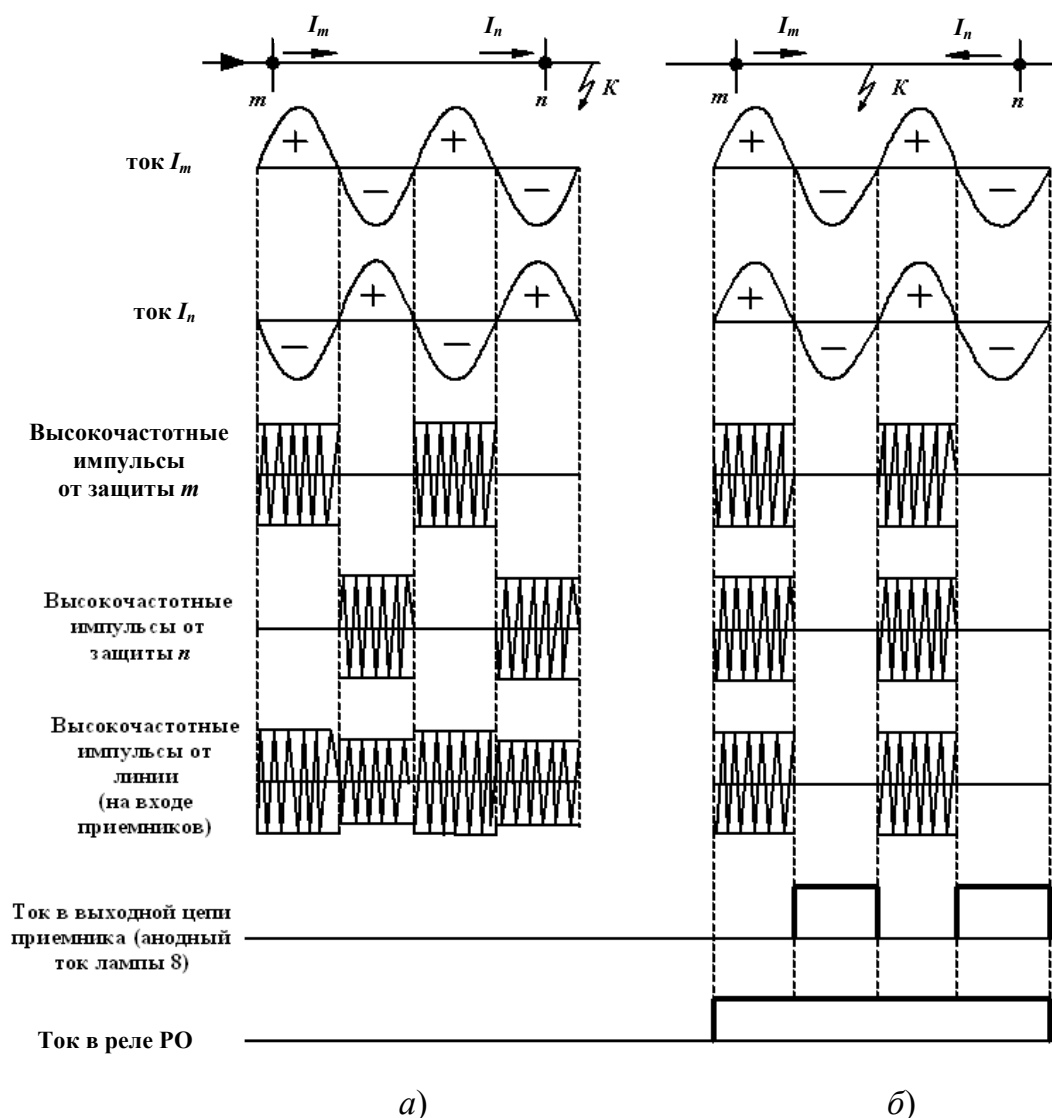


Рис. 8.20. Диаграмма токов ДФЗ:
 а – внешнее КЗ; б – КЗ в зоне защиты

Таким образом, сдвиг фаз между токами, проходящими по обоим концам линии, определяется по характеру ВЧ сигналов (сплошные

или прерывистые), на которые при помощи ВЧ приемника реагирует реле РО.

Дифференциально-фазная защита обладает абсолютной селективностью и срабатывает без выдержки времени при КЗ в той или иной точке защищаемой линии. Она не реагирует на качания и неполнофазные режимы. Дифференциально-фазная высокочастотная защита применяется на линиях напряжением 110 кВ и выше в качестве основной защиты. Резервная защита – дистанционная или направленная МТЗ.

8.7. Направленная защита с высокочастотной блокировкой

В направленной ВЧ защите сравниваются направление (знак) мощности КЗ или тока по концам линии с помощью ВЧ канала связи. Если мощность КЗ в защите направлена от шин в линию, то знак положительный, при обратном направлении мощности (КЗ за «спиной») знак отрицательный (рис. 8.21).

При КЗ на линии, например W_2 , в неповрежденных линиях W_1 и W_3 в защитах на выключателях, ближайших к месту КЗ, Q_2 и Q_5 знаки мощности отрицательные. Измерительные органы направления мощности на этих защитах по отрицательному знаку запускают свои передатчики ВЧ сигнала. Приемники на противоположных концах линий воспринимают этот сигнал как блокирующий (запрещающий) работу защитам, хотя и направление мощности на них положительное. На поврежденной линии W_2 направление мощности для обеих защит Q_3 и Q_4 положительное, следовательно, блокирующего ВЧ сигнала на линии нет, поэтому их пусковые органы срабатывают. Если при КЗ произойдет нарушение ВЧ канала за счет обрыва провода или его заземления, то полное отсутствие ВЧ сигнала воспринимается защитами как отсутствие блокировки, и они срабатывают независимо друг от друга. В качестве пусковых органов защит применяются направленные МТЗ или направленные реле сопротивления. Направленная защита с высокочастотной блокировкой обладает абсолютной селективностью и более высоким быстродействием по сравнению с дифференциально-фазной защитой, но, как и последняя, требует применения резервной защиты, обладающей относительной селективностью (например, ДЗ).

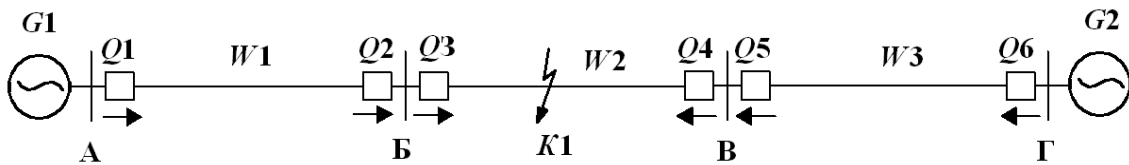


Рис. 8.21. Направление мощности в линиях при КЗ в точке K1

К недостатку направленной ВЧ защиты следует отнести возможность ее неправильного действия при качаниях в энергосистеме, когда центр качаний находится на данной линии. Для исключения этого пусковые органы защиты реагируют не на полные токи, а на составляющие обратной и нулевой последовательности, которые отсутствуют при качаниях. Однако при неполнофазных режимах защита может ложно сработать. Поэтому при неполнофазных режимах защита выводится из работы или переводится в режим дифференциально-фазной защиты.

Контрольные вопросы

1. Какие функции должны выполнять комплекты защиты и автоматики ВЛ 110–220 кВ?
2. В чем заключается выбор аппаратуры защиты тупиковых ВЛ 110–220 кВ?
3. Назначение и принцип действия дистанционной защиты.
4. Характеристики выдержки времени ДЗ.
5. Выбор параметров срабатывания ДЗ.
6. Структурная схема ДЗ.
7. Каковы требования к схемам включения дистанционных органов ДЗ?
8. Характеристики срабатывания ДЗ и их изображение на комплексной плоскости.
9. Характеристики срабатывания микропроцессорных ДЗ.
10. Назначение и принцип действия продольной ДЗ линий.
11. Назначение и принцип действия дифференциально-фазной высокочастотной защиты линий.
12. Назначение и принцип действия направленной защиты с ВЧ блокировкой.

9. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

9.1. Общие сведения

В процессе эксплуатации в обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, замыкание одной или двух фаз на землю, замыкание между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и автотрансформаторов, в ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации происходят нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор сверхтоков при внешних КЗ, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение температуры активных частей. В зависимости от опасности повреждения для нарушения нормального режима трансформатора РЗ, фиксирующая нарушение, действует на сигнал, разгрузку или отключение трансформатора.

По количеству обмоток трансформаторы делятся на двух- и трехобмоточные. Обмотки трехфазных трансформаторов соединяются в схему звезды (Y) или треугольника (Δ). В схеме звезды кроме фазных выводов обычно выводится нейтраль. Вывод нейтрали либо заземляется наглухо, либо заземляется через резистор или дугогасящий реактор в сетях с компенсированной нейтралью. Иногда вывод нейтрали остается незаземленным.

Каждая пара обмоток трансформатора образует группу соединений, основные из них: Y/Y-0, Y/ Δ -11. Кроме схемы соединения в названии группы указывается число, показывающее сдвиг напряжения (или тока) по фазе между вторичной и первичной обмотками. Число, показывающее сдвиг по фазе, условно соответствует положению между часовой и минутной стрелками в определенное время суток: 0 часов или 11 часов.

Трансформаторы присоединяются к сети с помощью выключателей, плавких предохранителей, автоматических отделителей или выключателей нагрузки, предназначенных для отключения трансформатора в бестоковую паузу.

Присоединение трансформаторов к сети через плавкие предохранители используется в схемах упрощенных подстанций напряжением ВН 6–35 кВ. Для защиты трансформаторов применяют предохранители типов ПКТ-10, ПКИ-10, ПСЗ-10, ПСН-35. Ток плавкой

вставки зависит от мощности трансформатора и выбирается в пределах 1,5–2 номинального тока трансформатора (табл. 9.1).

Таблица 9.1

**Рекомендуемые значения номинальных токов плавких вставок $I_{ном.вс}$
предохранителей типа ПКТ для защиты трехфазных
силовых трансформаторов 6/0,4 и 10/0,4 кВ**

Мощность трансформатора, кВ · А	Номинальный ток, А						
	трансформатора на стороне			плавкой вставки на стороне и тип предохранителя			
	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ	
25	36	2,40	1,44	40	8	5	ПКТ-101-10-5-12,5 УЗ
40	58	3,83	2,30	60	10	8	ПКТ-101-10-8-12,5 УЗ
63	91	6,05	3,64	100	16	10	ПКТ-101-10-10-12,5 УЗ
100	145	9,60	5,80	150	20	16	ПКТ-101-10-16-12,5 УЗ
160	231	15,40	9,25	250	32	20	ПКТ-101-10-20-12,5 УЗ
250	360	24,00	14,4	400	50	30	ПКТ-101-10-31,5-12,5 УЗ
400	580	38,30	23,1	600	80	50	ПКТ-102-10-50-12,5 УЗ
630	910	60,50	36,4	1000	160	80	ПКТ-103-10-80-20 УЗ

Плавкие предохранители рассчитаны на отключение тока КЗ в трансформаторе, поэтому они проверяются по максимальному отключаемому току КЗ. Номинальный ток отключения для предохранителей 6–10 кВ может быть в пределах 2,5–40 кА. Кроме того, требуется выбрать номинальное напряжение предохранителя. Недопустимо устанавливать предохранитель напряжением 6 кВ на трансформатор 10 кВ и предохранитель 10 кВ на трансформатор напряжением 6 кВ. В первом случае может произойти перекрытие предохранителя по поверхности, а во втором – не погаснуть дуга внутри предохранителя.

При ВН 35 кВ и более наиболее распространенным для трансформаторов мощностью более 1,0 МВ · А способом подключения трансформатора отпаечной и тупиковой подстанции к линии является подключение через отделитель (ОД) с установкой короткозамыкателя (КЗ) (рис. 9.1, б, в). Короткозамыкатель устанавливается в двух фазах при напряжении 35 кВ и в одной фазе при напряжении 110 кВ. В данном случае при повреждении в трансформаторе его РЗ дает команду на включение короткозамыкателя, создается искусственное двухфазное или однофазное КЗ, после чего срабатывает РЗ питающей линии на ГПП и отключается выключатель этой линии. Наступает бестоковая пауза, во время которой автоматика выдает команду на отключение ОД, а линия включается вновь от устройства АПВ.

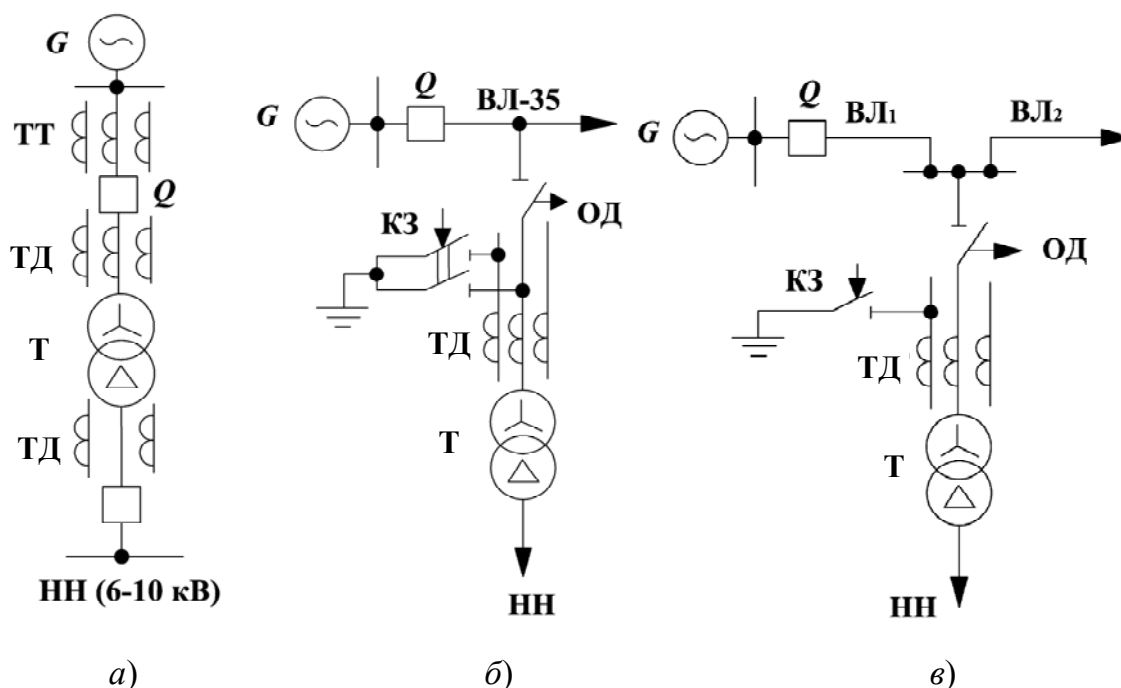


Рис. 9.1. Схемы присоединения понижающего трансформатора к питающей сети с помощью: а – выключателя; б, в – отделителя с короткозамыкателем

Наиболее предпочтительным является присоединение трансформатора через выключатель (рис. 9.1, а). Большинство строящихся или реконструируемых в настоящее время подстанций комплектуются выключателями на стороне ВН. При подключении трансформатора по схеме (рис. 9.1, а) можно полностью реализовать требования к защита трансформатора.

9.2. Требования к выполнению защит трансформаторов

Согласно [1] для трансформатора требуются следующие защиты:

1. Защита от внутренних повреждений для трансформаторов мощностью менее $4 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ – МТЗ и ТО, для трансформаторов большей мощности – дифференциальная защита.

2. Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН – газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.

3. Защита от внешних КЗ – МТЗ с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений.

4. Защита от однофазных КЗ на сторонах трансформатора с глухозаземленной нейтралью.

5. Защита от перегрузки с действием на сигнал. В ряде случаев на подстанциях без обслуживающего персонала защита от перегрузки выполняется с действием на разгрузку или на отключение.

Кроме непосредственно РЗ требуются дополнительные токовые органы, например, для автоматики охлаждения и блокировки РПН.

9.3. Дифференциальная защита

Область применения и принцип действия. Дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ) выполняется на принципе сравнения токов на стороне ВН и сторонах СН и НН трансформатора и применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов и автотрансформаторов. Защита обладает абсолютной селективностью, реагирует на повреждения в обмотках, на выводах и в соединениях с выключателями и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени. Зона действия ДЗТ ограничивается местом установки трансформаторов тока и включает в себя ошиновку СН, НН. Ввиду ее сравнительной сложности ДЗТ устанавливается в следующих случаях [1]:

- на одиночно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВ · А и выше;

- на параллельно работающих трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 4000 кВ · А и выше;

- на трансформаторах мощностью 1000 кВ · А и выше, если ТО не обеспечивает необходимой чувствительности при КЗ на выводах высшего напряжения ($K_{\text{ч}} < 2$), а МТЗ имеет выдержку времени более 0,5 с.

При параллельной работе трансформаторов (автотрансформаторов) ДЗТ обеспечивает не только быстрое, но и селективное отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора) (рис. 9.2). Если параллельно работающие трансформаторы T_1 и T_2 оснащены только МТЗ, то при повреждении на вводах ВН трансформатора, например, в точке K , подействуют МТЗ обоих трансформаторов, а т. к. их выдержки времени одинаковы, то отключатся оба трансформатора. Дифференциальная защита трансформатора, действующая без выдержки времени, обеспечивает в рассмотренном случае отключение только поврежденного трансформатора. Для выполнения ДЗТ ТТ устанавливаются со стороны всех его обмоток (рис. 9.3 – для двухобмоточного трансформатора). Вторичные обмотки ТТ соединяются в

дифференциальную схему, т. е. на разность токов, и параллельно к ним подключается токовое реле. При рассмотрении принципа действия дифференциальной защиты условно принимается, что защищаемый трансформатор имеет коэффициент трансформации, равный единице, одинаковое соединение обмоток и одинаковые ТТ с обеих сторон.

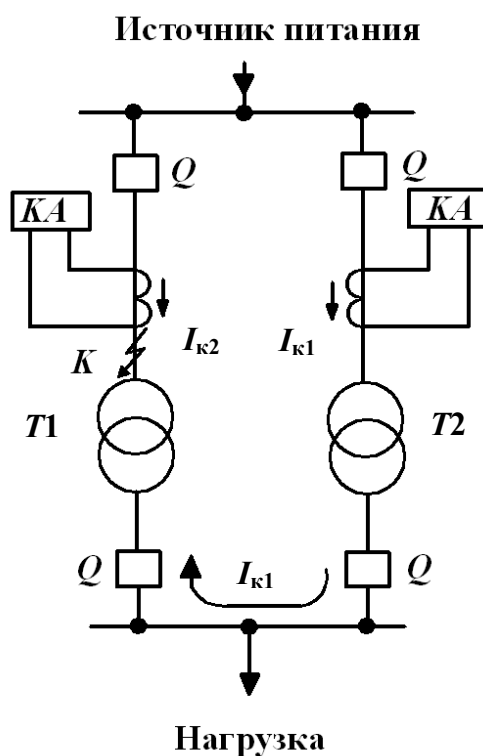


Рис. 9.2. Прохождение тока КЗ и действие МТЗ при повреждении одного из параллельно работающих трансформаторов

При прохождении через трансформатор сквозного тока нагрузки или внешнего КЗ ток в реле равен: $I_p = I_1 - I_2$ (рис. 9.3, а).

При принятых выше условиях, пренебрегая током намагничивания трансформатора, который в нормальном режиме имеет малое значение, можно считать, что первичные токи равны и, следовательно, вторичные токи одинаковы, т. е. $I_1 = I_2$. С учетом этого $I_p = I_1 - I_2 = 0$. На трехобмоточных трансформаторах ТТ на сторонах СН и НН включаются на сумму токов, тогда

$$I_p = I_1 - (I_2 + I_3) = 0.$$

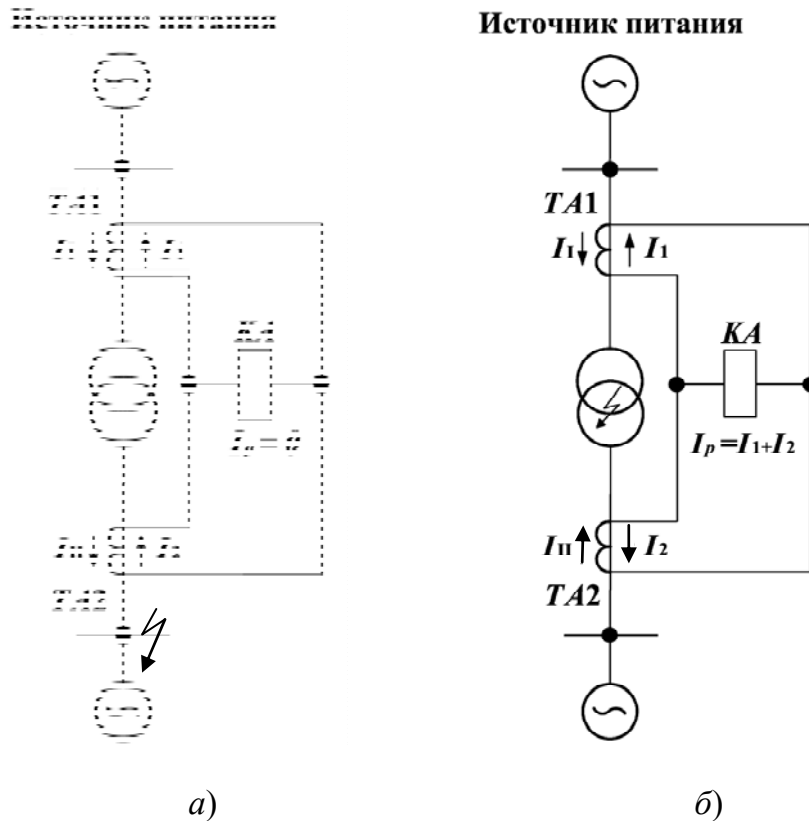


Рис. 9.3. Принцип действия дифференциальной защиты трансформатора: а – распределение токов при сквозном КЗ; б – то же при КЗ в трансформаторе (в зоне действия дифференциальной защиты)

Таким образом, если ТТ имеют точно совпадающие характеристики, то при прохождении через ТТ тока нагрузки или внешнего КЗ ток в реле отсутствует и ДЗТ на такие режимы не реагирует.

Практически вследствие несовпадения характеристик ТТ вторичные токи не равны $I_1 \neq I_2$, поэтому в реле проходит ток небаланса, т. е.

$$I_p = I_1 - I_2 = I_{p.нб.}$$

Для того чтобы дифференциальная защита не подействовала от тока небаланса, ее ток срабатывания должен быть больше этого тока на коэффициент надежности K_n , т. е.

$$I_{с.з} = K_n \cdot I_{p.нб.} \quad (9.1)$$

При КЗ в трансформаторе или в другом месте между ТТ, направление токов I_1 и I_2 изменится на противоположное (рис. 9.3, б).

Таким образом, при КЗ в зоне действия ДЗТ в реле проходит полный вторичный ток КЗ. Под влиянием этого тока защита срабаты-

вает и производит отключение поврежденного трансформатора с обеих сторон.

Рассмотрим особенности, влияющие на выполнение ДЗТ:

1. *Наличие намагничивающего тока, проходящего по трансформатору только со стороны источника питания.* Намагничивающий ток в нормальном режиме составляет примерно 1,5 % номинального тока трансформатора, поэтому вызывает лишь небольшое увеличение тока небаланса. Иные явления происходят при включении ненагруженного трансформатора под напряжение или при восстановлении напряжения после отключения КЗ. В данных случаях в обмотке трансформатора со стороны источника питания возникает бросок намагничивающего тока, который в первый момент времени в 5–8 раз превышает номинальный ток трансформатора, но быстро, в течение времени менее 1 с, затухает до значения, равного 5–10 % номинального тока трансформатора. Для предотвращения ложного срабатывания ДЗТ от броска намагничивающего тока ток срабатывания защиты должен быть больше максимального значения намагничивающего тока, т. е.

$$I_{с.з} = K_H \cdot I_{нам \max} \quad (9.2)$$

Бросок тока зависит от конструкции трансформатора, момента его включения под напряжение. Поэтому при расчетах ДЗТ ток срабатывания определяется по формуле

$$I_{с.з} = K_H \cdot I_{ном} \quad (9.3)$$

где $I_{ном}$ – номинальный ток обмотки, имеющей наибольшую мощность; K_H – коэффициент надежности отстройки, принимаемый равным 1–4 в зависимости от типа реле (для электромеханических реле $K_H = 3–4$); для цифровых реле $K_H = 0,2–0,5$.

2. *Неравенство вторичных токов и разнотипность ТТ.* Поскольку у трансформаторов токи со стороны обмоток высшего, среднего и низшего напряжений не равны, то ТТ, выбираемые по номинальным токам обмоток, имеют разные коэффициенты трансформации и различное конструктивное исполнение. Вследствие этого они имеют различные характеристики и погрешности.

Номинальные токи обмоток трансформаторов, как правило, не совпадают со шкалой номинальных токов ТТ. Поэтому при выборе ТТ принимается ТТ, номинальный ток которого является ближайшим большим по отношению номинальному току обмотки трансформато-

ра. Таким образом, вследствие неравенства вторичных токов в плечах ДЗТ в дифференциальном реле при номинальной нагрузке трансформатора проходит ток небаланса, равный:

$$I_{\text{нб}} = I_{\text{ВН}} / K_{T(\text{ВН})} - I_{\text{НН}} / K_{T(\text{НН})}. \quad (9.4)$$

При сквозном КЗ этот ток возрастает пропорционально току КЗ, а также увеличивается вследствие возрастания погрешностей ТТ, имеющих неодинаковые характеристики, что может вызвать ложное действие ДЗТ. Поэтому для снижения тока небаланса, вызванного неравенством вторичных токов ТТ ДЗТ, производится выравнивание этих токов путем использования уравнивательных обмоток дифференциальных реле. В цифровых реле такое выравнивание производится математическим путем, т. е. вводится масштабный коэффициент.

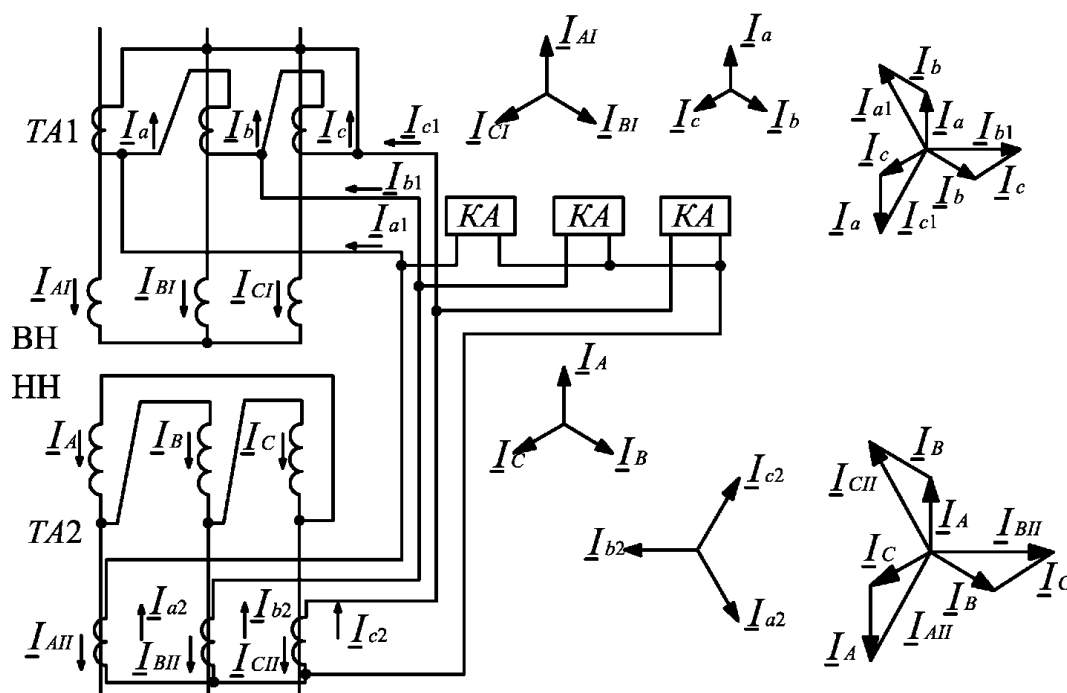


Рис. 9.4. Токи и векторные диаграммы токов в схеме ДЗТ с соединением обмоток по схеме «звезда–треугольник», поясняющие принцип компенсации углового сдвига

3. Неодинаковые схемы соединения обмоток трансформаторов (рис. 9.4). При неодинаковых схемах соединения обмоток, например, «звезда–треугольник» (Y/Δ-11), токи со стороны обмотки, соединенной в звезду, и токи со стороны обмотки, соединенной в треугольник, оказываются сдвинутыми относительно друг друга на угол 30°. Угловым сдвиг токов создает небаланс в реле ДЗТ, который нельзя компен-

сировать подбором витков. Компенсация углового сдвига производится путем специального соединения вторичных обмоток ТТ. Для этого на стороне звезды ТТ соединяются в треугольник, а на стороне треугольника – в звезду (рис. 9.4). При таком соединении вторичных обмоток ТТ в ТТ ТА1, вторичные обмотки которых соединены в треугольник, создается сдвиг токов на такой же угол, как и в соединенной в треугольник обмотке НН трансформатора, что и обеспечивает совпадение фаз вторичных токов.

В цифровых дифференциальных защитах получают разность фазных токов математическим путем. У таких защит ТТ со всех сторон соединяются в звезду, а группа соединений трансформатора и полярность ТТ вводится в реле в виде уставки. Соединение в звезду выгоднее в части величины нагрузки на ТТ (при соединении вторичных обмоток ТТ в треугольник нагрузка на ТТ вырастает в 3 раза).

Соединение ТТ в треугольник на стороне ВН трансформатора, где первичные обмотки соединены в звезду, имеет и преимущество. Если нейтраль на стороне ВН трансформатора заземлена, то при замыкании на землю в питающей линии протекает ток от заземленной нейтрали к месту КЗ. При соединении ТТ в звезду протекает несбалансированный ток нулевой последовательности, который может вызвать ложную работу МТЗ трансформатора. При схеме соединения ТТ в треугольник ток нулевой последовательности замыкается внутри треугольника и в реле не попадает. Однако чувствительность МТЗ при соединении ТТ в треугольник меньше, чем при соединении в звезду на 15 %.

Состояние нейтрали соединенной в звезду обмотки трансформатора не влияет на работу ДЗТ. Цифровые защиты исключают влияние тока нулевой последовательности математическим путем, поэтому ТТ на стороне ВН соединяются в звезду.

Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора производится по двум условиям: отстройка от тока намагничивания и от тока небаланса.

Ток намагничивания трансформатора протекает только по первичной обмотке трансформатора. В схеме ДЗТ он не компенсируется и ДЗТ должна отстраиваться от него для исключения ложной работы при включении трансформатора. Отстройка производится по формуле (9.3).

Коэффициент надежности K_n определяется в основном типом примененного реле и наличием в нем специальных мер отстройки от броска тока намагничивания.

Учет тока небаланса при выборе уставок дифференциальной защиты. Токи небаланса в схеме ДЗТ имеют место вследствие погрешностей ТТ из-за изменения коэффициента трансформации защищаемого трансформатора (при регулировании напряжения) и неточного выравнивания вторичных токов.

Для отстройки ДЗТ от тока небаланса при внешнем КЗ ток ее срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з} = K_n \cdot I_{нб.раб}, \quad (9.5)$$

где K_n – коэффициент надежности отстройки, принимаемый равным 1,3.

Суммарный расчетный ток небаланса состоит из трех составляющих:

$$I_{нб.рас} = I_{1нб.рас} + I_{2нб.рас} + I_{3нб.рас}. \quad (9.6)$$

Первая составляющая расчетного тока небаланса определяется погрешностями ТТ и вычисляется по формуле

$$I_{1нб.рас} = \varepsilon \cdot K_a \cdot K_{одн} \cdot f \cdot I_{КЗ \max}, \quad (9.7)$$

где K_a – коэффициент, учитывающий влияние на быстродействующие защиты переходных процессов при КЗ, которые сопровождаются прохождением апериодических составляющих в токе КЗ; K_a принимается равным 1 для реле, имеющих БНТ с короткозамкнутыми обмотками или других средств отстройки от переходных процессов при КЗ и $K_a = 2$ для реле без таких средств, для микропроцессорных защит принимают $K_a = 1$; $K_{одн}$ – коэффициент однотипности условий работы ТТ, принимаемый равным 0,5 в тех случаях, когда ТТ однотипны, и равным 1 – в остальных случаях; $\varepsilon = 0,1$ – погрешность ТТ (10 %); $I_{КЗ \max}$ – наибольший ток при внешнем КЗ.

Вторая составляющая тока небаланса определяется изменением коэффициента трансформации защищаемого трансформатора при регулировании напряжения регулятором РПН, вычисляется по формулам:

– при регулировании на одной стороне трансформатора

$$I_{2нб.рас} = \Delta N \cdot I_{КЗ \max}, \quad (9.8)$$

где ΔN – половина регулировочного диапазона, для которого производится выравнивание вторичных токов (например, при половине регулировочного диапазона $N = \pm 16\%$, $\Delta N = 0,16N$).

Третья составляющая расчетного тока небаланса определяется не-точностью выравнивания вторичных токов и вычисляется по формуле

$$I_{3\text{нб.рас}} = \frac{w_{I\text{рас}} - w_I}{w_{I\text{рас}}} I_{IK3 \text{ max}} + \frac{w_{II\text{рас}} - w_{II}}{w_{II\text{рас}}} I_{IIK3 \text{ max}}, \quad (9.9)$$

где $w_{I\text{рас}}, w_{II\text{рас}}$ – расчетные числа витков уравнивательных обмоток трансформаторов реле для не основных сторон (сторон с меньшим вторичным током); w_I, w_{II} – принятые числа витков обмоток; $I_{IK3 \text{ max}}, I_{IIK3 \text{ max}}$ – наибольшие токи КЗ соответствующих сторон.

Для двухобмоточного трансформатора формула упрощается:

$$I_{3\text{нб.рас}} = \frac{w_{II\text{рас}} - w_{II}}{w_{II\text{рас}}} I_{IIK3 \text{ max}}, \quad (9.10)$$

для стороны трансформатора принятой за основную.

Обычно при расчете ДЗТ вначале определяется ток небаланса как сумма первых двух составляющих:

$$I_{\text{нб.рас}} = I_{1\text{нб.рас}} + I_{2\text{нб.рас}}. \quad (9.11)$$

Затем после выбора тока срабатывания и определения расчетных чисел витков определяется дополнительно суммарный ток небаланса по формуле (9.11) и производится уточнение ранее выбранного тока срабатывания по формуле (9.5).

Некоторые схемы дифференциальной защиты

Дифференциальная отсечка. В схеме дифференциальной отсечки отсутствуют какие-либо специальные средства для отстройки от броска тока намагничивания и выравнивания вторичных токов (рис. 9.5).

Ток срабатывания дифференциальной отсечки определяют условием отстройки от броска намагничивающего тока согласно формуле (9.3). Броски намагничивающего тока в первый момент включения трансформатора могут превышать ток срабатывания дифференциальной отсечки, выбранный с указанным коэффициентом надежности отстройки. Однако эти токи очень быстро затухают, что дает возможность отстроиться от них за счет собственного времени действия реле дифференциальной отсечки. Для этого в схеме дифференциальной отсечки применяют выходное промежуточное реле KL (рис. 9.5, б), кото-

рое имеет время срабатывания 0,1–0,2 с. Для измерения дифференциального тока используется обычное токовое реле. При правильном подборе ТТ и такой уставке удастся отстроиться и от тока небаланса без выравнивания токов плеч – второе условие выбора уставок, что и дает возможность использовать для дифференциальной отсечки токовые реле $KA1$ и $KA2$.

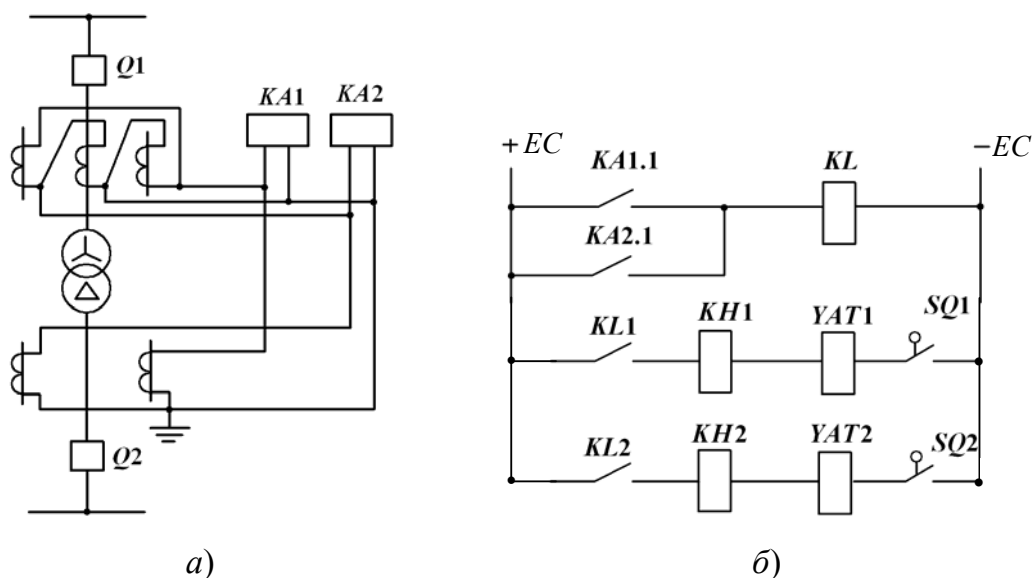


Рис. 9.5. Принципиальная схема дифференциальной отсечки двухобмоточного трансформатора: *а* – схема токовых цепей; *б* – схема цепей оперативного тока

В сложных устройствах ДЗТ, например, ДЗТ-21, R3IPT, MiCOM R630 и других микропроцессорных защитах, имеется дополнительный элемент, именуемый дифференциальной отсечкой. Этот элемент не имеет дополнительной задержки и специальных средств отстройки от броска тока намагничивания. Поэтому он должен отстраиваться от бросков тока намагничивания с большим коэффициентом, равным $(6-8)I_{ном}$. Такая дифференциальная отсечка, не имеющая никаких задержек, является более надежной защитой и обеспечивает быстрое отключение тока КЗ в обмотках ВН трансформатора.

Логическая дифференциальная защита трансформатора. Подобно тому как выполнялась логическая защита шин, можно выполнить и логическую ДЗТ. Для этого необходимо установить две защиты: на вводе ВН и НН и связать их схемой блокировки таким образом, чтобы мгновенный токовый орган на вводе НН блокировал ТО на вводе ВН (рис. 9.6).

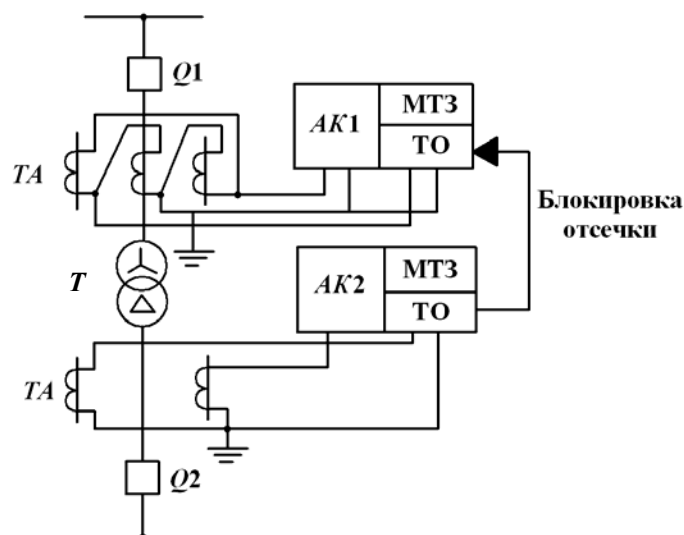


Рис. 9.6. Выполнение логической дифференциальной защиты с использованием ТО вводов

Токовый орган защиты ТО, установленный на стороне НН (АК2), блокирует отсечку на стороне ВН (АК1). При внешнем КЗ отсечка блокируется и не работает. При КЗ в зоне блокировка на вход отсечки на стороне ВН не поступает, и она отключает трансформатор с временем отсечки.

В качестве таких защит можно применить защиту УЗА-10 или УЗА-АТ. Эти устройства имеют мгновенный токовый орган и две ступени защиты: ТО и МТЗ. Токовая отсечка стороны НН (АК2) используется в логической защите шин НН, МТЗ стороны НН выполняет функции максимальной защиты, а токовый элемент блокирует отсечку стороны ВН, образуя логическую ДЗТ. Отсечка стороны ВН должна быть согласована по току с токовым органом защиты стороны НН. Для получения одинаковых токов в фазах защиты АК1 и АК2 при двухфазном КЗ защита АК1 должна включаться на ТТ ВН, соединенные по схеме треугольника.

Согласование производится по формуле

$$I_{с.з(ВН)} = K_H \cdot I_{с.з(НН)}, \quad (9.12)$$

где K_H – коэффициент надежности, принимается равным 1,3 для учета регулирования коэффициента трансформации.

Второе условие выбора – отстройка от броска тока намагничивания. При выполнении отсечки указанных устройств с выдержкой времени 0,15 с ток срабатывания может быть принят равным:

$$I_{с.з(ВН)} = (2-2,5) I_{НОМ}. \quad (9.13)$$

Возможно также использование в качестве такой защиты токовых реле РТ-40. Для отстройки от броска тока намагничивания можно выполнить уставку, равную $2,5I_{ном}$, не выполняя дополнительной задержки защиты, кроме использования обычного выходного промежуточного реле. Пока нет достаточного опыта применения логических ДЗТ трансформатора. Поэтому целесообразно при выполнении такой защиты производить опытную проверку отстройки защиты от броска тока намагничивания.

Дифференциальная защита с быстронасыщающимися трансформаторами. Схема защиты показана на рис. 9.7.

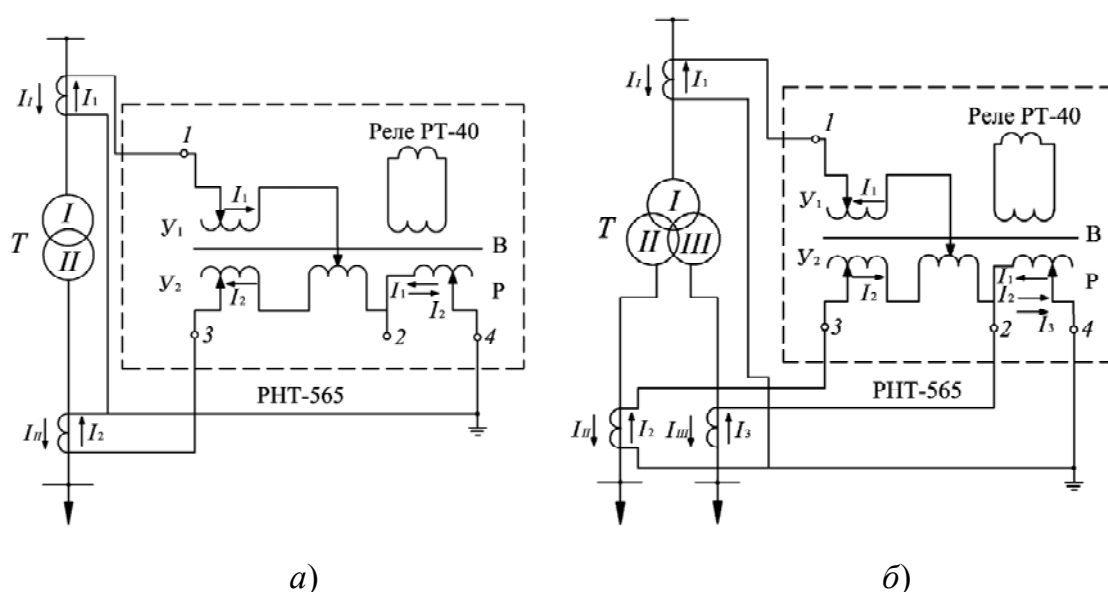


Рис. 9.7. Схема защиты на реле РНТ-562(565):
 а – для двухобмоточного трансформатора;
 б – для трехобмоточного трансформатора

Реле серии РНТ-565 предназначены для ДЗТ одной фазы силового трансформатора. Быстронасыщающийся трансформатор (БНТ) реле РНТ-565 является одновременно и промежуточным трансформатором для компенсации неравенства вторичных токов в плечах ДЗТ и имеет для этой цели рабочую и две уравнивательные обмотки. Ток во вторичной обмотке БНТ, к которой подключено реле, определяется суммарным магнитным потоком в сердечнике, который создается как рабочей, так и уравнивательными обмотками. Для того чтобы при прохождении через трансформатор сквозного тока нагрузки или КЗ ток во вторичной обмотке был равен нулю, необходимо правильно включить рабочую и уравнивательные обмотки в дифференци-

альную схему и так подобрать числа витков обмоток, чтобы компенсировать неравенство вторичных токов ТТ и установить необходимый ток срабатывания. При броске тока намагничивания БНТ насыщается постоянной (апериодической) составляющей тока намагничивания и ухудшает трансформацию переменной составляющей в реле. За счет применения БНТ можно выполнить уставку по условию отстройки от броска тока намагничивания, равной 1,3 номинального тока трансформатора. Ток срабатывания реле рассчитывается по числу витков, обтекаемых током, исходя из того, что МДС срабатывания реле равна $100 \text{ А} \cdot \text{витков}$.

Использование торможения. Условие отстройки от тока намагничивания не является определяющим условием выбора уставок ДЗТ. Обычно таким условием является отстройка от тока небаланса. Для трансформаторов с РПН и многообмоточных трансформаторов токи небаланса в установившемся режиме КЗ достигают значительных величин. Действительно, если предположить погрешность ТТ равной 10 %, а диапазон регулирования напряжения – 16 % и кратность тока КЗ за трансформатором равной $10I_{\text{ном}}$, то уставка защиты по условию отстройки от токов небаланса составит по формулам (9.11), (9.12):

$$I_{\text{с.з}} = 1,3(0,1 + 0,16)10I_{\text{ном}} = 3,4I_{\text{ном}}. \quad (9.14)$$

Учет токов небаланса является определяющим для выбора уставок ДЗТ. Защита трансформатора на реле с БНТ становится очень грубой и для многих режимов недостаточно чувствительной. Значительно улучшает чувствительность применение процентного торможения.

При применении такого торможения ток срабатывания ДЗТ увеличивается с ростом сквозного тока КЗ, что позволяет понизить уставку по току срабатывания при малых токах и защита во всех режимах остается чувствительной к КЗ. Уставка защиты для данного режима определяется по формуле

$$I_{\text{с.з}} = I_{\text{с.з min}} + K_{\text{т}}I_{\text{т}}, \quad (9.15)$$

где $K_{\text{т}}$ – коэффициент торможения, принимается равным:

$$K_{\text{т}} = K_{\text{н}}I'_{\text{нб.рас}} = K_{\text{н}}(I'_{1\text{нб.рас}} + I'_{2\text{нб.рас}} + I'_{3\text{нб.рас}}), \quad (9.16)$$

где $K_{\text{н}}$ принимается равным 1,3; $I'_{\text{нб.рас}}$; $I'_{1\text{нб.рас}}$; $I'_{2\text{нб.рас}}$; $I'_{3\text{нб.рас}}$ – полный ток небаланса и его составляющие в относительных единицах.

Для вышеприведенного случая коэффициент торможения можно принять равным: $K_T = 1,3 \cdot 0,26 = 0,34$.

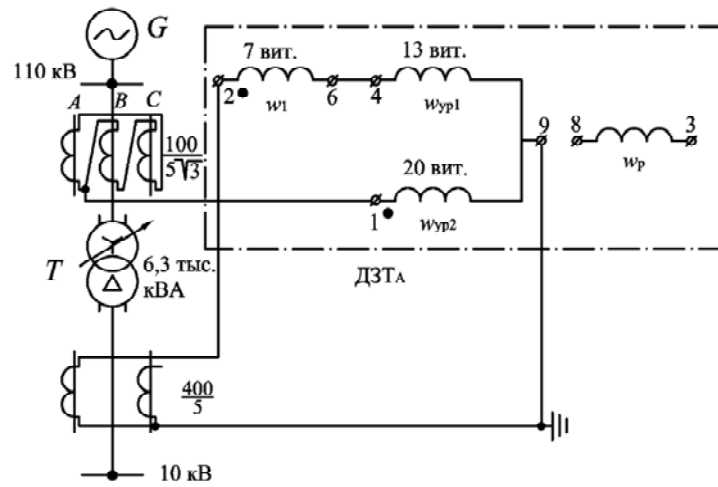
Следует учитывать, что тормозная обмотка включается не на дифференциальный ток, а на ток сторон НН и СН. Если включить ее на сторону НН при питании со стороны ВН, то при КЗ в трансформаторе тормозной ток в ДЗТ отсутствует и защита не загрубляется. При сквозном КЗ на стороне НН (СН) ДЗ автоматически загрубляется с ростом тормозного тока и уставка остается отстроенной от небаланса при любом токе КЗ.

Дифференциальное реле с торможением типа ДЗТ-11. Реле типа ДЗТ-11 предназначено для ДЗТ одной фазы силовых трансформаторов. На базе реле ДЗТ-11 выполнена ДЗТ большинства трансформаторов 110 кВ и выше. У реле типа ДЗТ-11 на БНТ кроме рабочей и двух уравнивательных обмоток, аналогичных тем, что имеются у реле типа РНТ, выполнена одна дополнительная тормозная обмотка, обеспечивающая получение тормозных характеристик от одной группы ТТ. Тормозная обмотка обычно включается на ТТ стороны НН (или НН + СН). Расчетные уставки на реле выставляются выбором количества витков обмоток в каждом из плеч ДЗТ. Ток срабатывания для каждой обмотки реле рассчитывается по числу витков w , протекаемому током, исходя из того, что магнитодвижущая сила срабатывания реле, при исключении тормозной обмотки, составляет $I_{с.р} = F_{с.р} = 100 \text{ А} \cdot \text{витков}$:

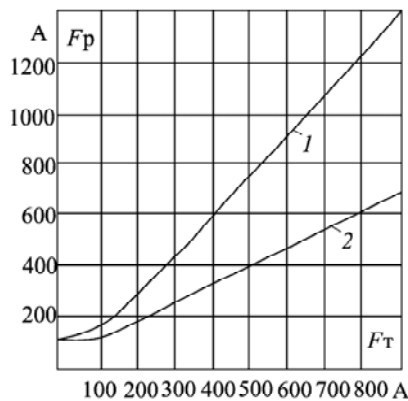
$$I_{с.р} = \frac{F_{с.р}}{w} = \frac{100}{w}.$$

Пример схемы выполнения ДЗТ двухобмоточного трансформатора на реле типа ДЗТ-11 показан на рис. 9.8, а. По тормозной обмотке w_T , включенной в плечо стороны НН дифференциальной защиты, проходит ток сквозного КЗ и подмагничивает сердечник БНТ, что приводит к ухудшению трансформации, а значит, к увеличению тока срабатывания реле. Зависимость магнитодвижущей силы (А) срабатывания реле ДЗТ-11 от МДС тормозной обмотки показана на рис. 9.8, б. Эта зависимость, называемая тормозной характеристикой, показывает, что при увеличении тока сквозного КЗ, ток срабатывания реле также возрастает, что обеспечивает отстройку от увеличивающегося тока небаланса. Кривая 1 соответствует максимальному торможению, а кривая 2 – минимальному. Наличие двух кривых объясняется влиянием угла сдвига между дифференциальным и тормоз-

ным токами. Область, расположенная ниже характеристики 2, является областью надежного несрабатывания, а область, расположенная выше характеристики 1, – областью надежного срабатывания.



а)



б)

Рис. 9.8. Принципиальная схема токовых цепей ДЗТ двухобмоточного трансформатора на реле ДЗТ-11:
а – схема включения реле; б – тормозная характеристика (зависимость МДС срабатывания $F_{ср}$ от МДС тормозной обмотки $F_{т.о}$)

Для дифференциальной защиты с реле ДЗТ-11 минимальная уставка по току срабатывания при отсутствии торможения принимается равной $1,5I_{ном}$ трансформатора. При этом для отстройки от бросков тока намагничивания и переходных токов небаланса используется времяимпульсный принцип блокирования защиты в сочетании с торможением от составляющей второй гармоники тока, содержащейся, как показывает анализ, в токах намагничивания.

Времяимпульсный принцип основывается на анализе длительности пауз, появляющихся в кривой дифференциального тока (рис. 9.9). При апериодическом броске тока намагничивания паузы t_n между моментами, когда мгновенные значения тока намагничивания превышают ток срабатывания реагирующего органа защиты (РО), велики (рис. 9.9, а, в).

При синусоидальном токе (режим КЗ в защищаемой зоне) паузы между мгновенными значениями выпрямленного тока КЗ, превышающими ток срабатывания РО, малы (рис. 9.9, б, г). Таким образом, оценивая с помощью специальной схемы продолжительность пауз, защита может отличить режим броска тока намагничивания (блокировка защиты) от режима КЗ в зоне (срабатывание защиты).

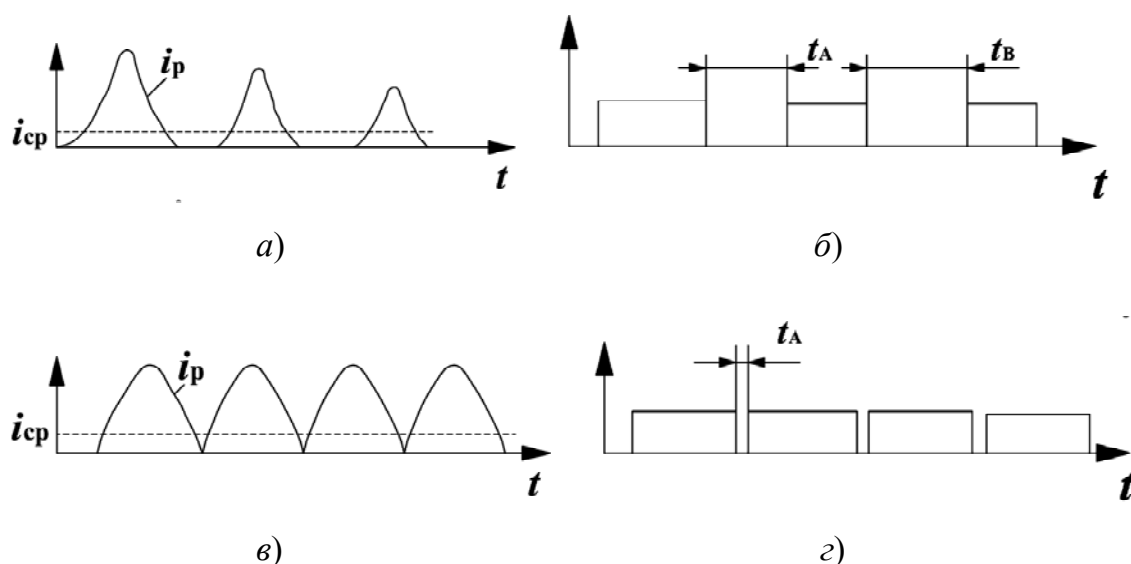


Рис. 9.9. Временные диаграммы, поясняющие принцип действия ДЗТ с реле типа ДЗТ-21: а – выпрямленный рабочий ток в реле при броске тока намагничивания; б – то же при симметричном токе КЗ; в – импульсы и паузы на выходе органа, формирующего импульсы при броске тока намагничивания; г – то же при симметричном токе КЗ

Для трехобмоточных трансформаторов ДЗТ должна выполняться в трехфазном трехрелейном исполнении. Для двухобмоточных трансформаторов допускается выполнение ДЗТ в двухрелейном исполнении.

Дифференциальное реле с торможением типа ДЗТ-21. Для защиты трансформаторов и автотрансформаторов большой мощности ЧЭАЗ выпускает реле дифференциальной защиты с торможением ти-

пов ДЗТ-21 (рис. 9.10) и ДЗТ-23, в которых применен новый принцип отстройки от бросков тока намагничивания и токов небаланса.

Сочетание в реле ДЗТ-21 (ДЗТ-23) двух перечисленных выше способов позволяет обеспечить отстройку защиты от бросков тока намагничивания при необходимом быстродействии и чувствительности. В защите предусмотрено также торможение от фазных токов в двух плечах защиты, улучшающее отстройку от установившихся и переходных токов небаланса. При больших кратностях тока в защищаемой зоне, особенно при наличии апериодической составляющей, может наступить насыщение ТТ защиты. При этом во вторичных токах ТТ появляются паузы, которые могут вызвать замедление или отказ защиты. Для обеспечения надежности и быстродействия защиты в этих режимах в схеме предусмотрена дополнительная отсечка.

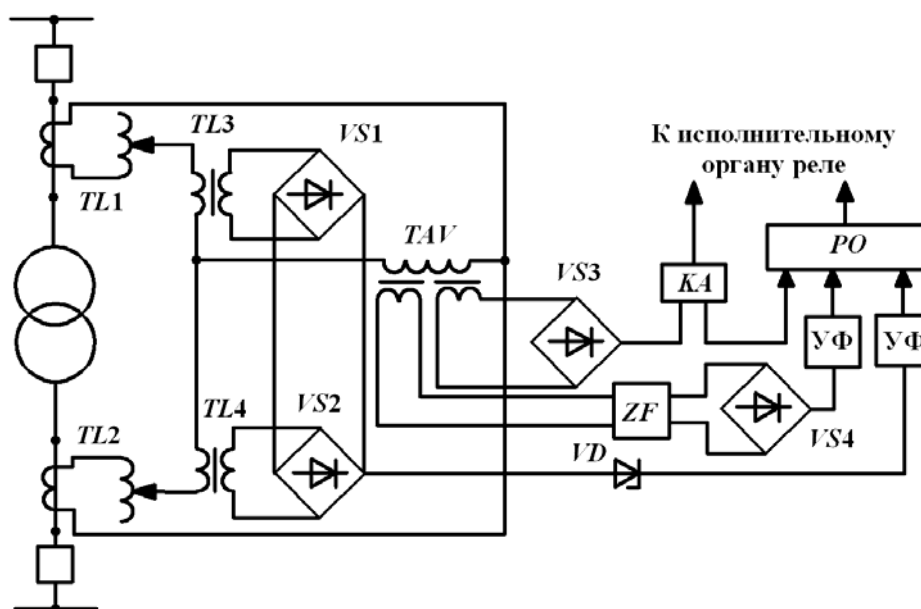


Рис. 9.10. Однолинейная структурная схема дифференциального реле ДЗТ-21

Однолинейная структурная схема ДЗТ с реле ДЗТ-21 приведена на рис. 9.10. Схема содержит: промежуточные автотрансформаторы $TL1$ и $TL2$ для выравнивания вторичных токов; промежуточные трансформаторы $TL3$, $TL4$ и выпрямители $VS1$, $VS2$, через которые формируется тормозной ток плечей защиты, подаваемый на реагирующий орган PO ; стабилитрон VD , включенный последовательно в тормозную цепь и обеспечивающий при небольших токах работу защиты без торможения; трансреактор TAV , к вторичным обмоткам которого подключены через выпрямитель $VS3$ реле дифференциальной

отсечки KA и цепь торможения от тока второй гармоники; частотный фильтр тока второй гармоники ZF и выпрямитель $VS4$, через которые подается к РО тормозной ток второй гармоники; устройства формирования, подготавливающие токи смещения, подаваемые в РО, пропорциональные тормозным токам.

Дифференциальные защиты на цифровых реле R3IPТ и МХЗDPT3A. Реле имеют тормозную характеристику пропорционального типа (процентное торможение) – ток срабатывания защиты увеличивается пропорционально увеличению тока внешнего КЗ. Дифференциальная защита трансформатора использует три или два комплекта ТТ, расположенных со всех сторон трансформатора. Выравнивание вторичных токов по величине и по фазе производится защитой автоматически расчетным путем, для чего при задании общих характеристик задаются параметры трансформатора и ТТ. При этом возникает возможность собрать ТТ со всех сторон в звезду, что снижает нагрузку вторичных цепей и повышает чувствительность МТЗ. Ток нулевой последовательности при этом устраняется программно, что делает характеристики независимыми от режима нейтрали трансформатора.

Участок AB (рис. 9.11) – начальный, на этом участке ток срабатывания не зависит от торможения. В точке B характеристика начального участка пересекается с первой тормозной характеристикой. Она имеет наклон α_1 и начинается от начала координат. Эта характеристика работает при малых токах КЗ, когда погрешность ТТ невелика. При токах более $2,5I_{\text{ном.тр}}$ начинается вторая тормозная характеристика, которая пересекается с первой в точке C и имеет более крутой наклон – α_2 , учитывая большую погрешность ТТ при больших токах КЗ. И последний участок – DE , где ток срабатывания опять не зависит от тормозного тока (отсечка). Ломаная линия $ABCDE$ представляет тормозную характеристику дифференциальной защиты.

Для обеспечения отстройки ДЗТ от броска тока намагничивания при подаче напряжения применяется блокировка второй гармоникой тока. Блокировка по току пятой гармоники предназначена для предотвращения ложной работы ДЗТ от повышенного тока намагничивания при перевозбуждении (подачи напряжения на обмотку трансформатора значительно выше номинального). Она работает совместно с предыдущей. Нормально должны быть введены обе блокировки. Благодаря наличию блокировок ток срабатывания ДЗТ может быть выполнен значительно меньше номинального тока трансформатора.

При выборе уставок следует исходить из следующего:

- Реле градуировано в относительных единицах к базисному току (номинальному току трансформатора). Вторичные токи пересчитываются автоматически, исходя из введенных ранее коэффициентов трансформации ТТ и параметров трансформатора.

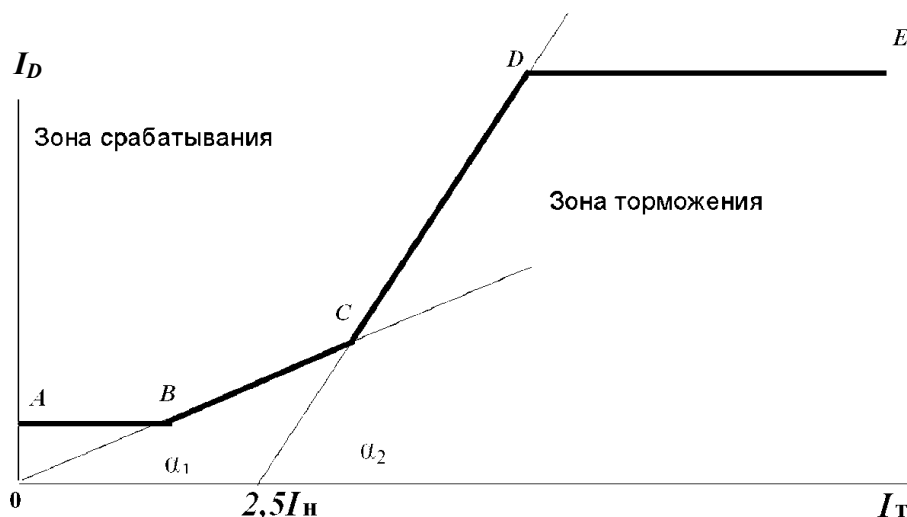


Рис. 9.11. Характеристика дифференциальной защиты R3IPT:
 I_D — дифференциальный ток; I_T — тормозной ток равен
 наибольшему из трех вторичных токов

- Ток срабатывания первого участка характеристики (AB) принимается равным $0,3-0,4$ номинального тока трансформатора.
- Коэффициент торможения α_1 первого участка тормозной характеристики в зоне малых токов КЗ принимается равным $0,4$ ($\text{tg } \alpha_1 = 0,4$).
- Коэффициент торможения α_2 второго участка тормозной характеристики в зоне больших токов КЗ принимается равным 1 ($\text{tg } \alpha_2 = 1$).
- Для отстройки от броска тока намагничивания ток срабатывания отсечки должен быть равен $6-7$.
- Ток блокировки по второй гармонике принимается равным 10% .
- Ток блокировки по пятой гармонике принимается равным 10% .
- Группа соединений трансформатора, выравнивание вторичных токов по величине и фазе учитывается программным путем.

Дифференциальная защита цифровых реле MiCOM P632, P633. Реле имеет отличающуюся характеристику срабатывания (рис. 9.12).

На начальном участке ток срабатывания не зависит от торможения и принимается равным $(0,2-0,3) I_{\text{ном. тр}}$. Характеристика начального участка пересекается с первой тормозной характеристикой в точке,

где сходится линия тормозной характеристики при одностороннем питании КЗ. Первая тормозная характеристика имеет наклон $m = 0,3$. Эта характеристика работает при малых токах КЗ, когда погрешность ТТ невелика. Наклон второго участка торможения задается уставкой $m = 0,7$. Имеется еще две уставки: при токе $I_d \gg$ прекращается действие блокировки по второй гармонике и при токе $I_d \gg \gg$ прекращается действие тормозной характеристики.

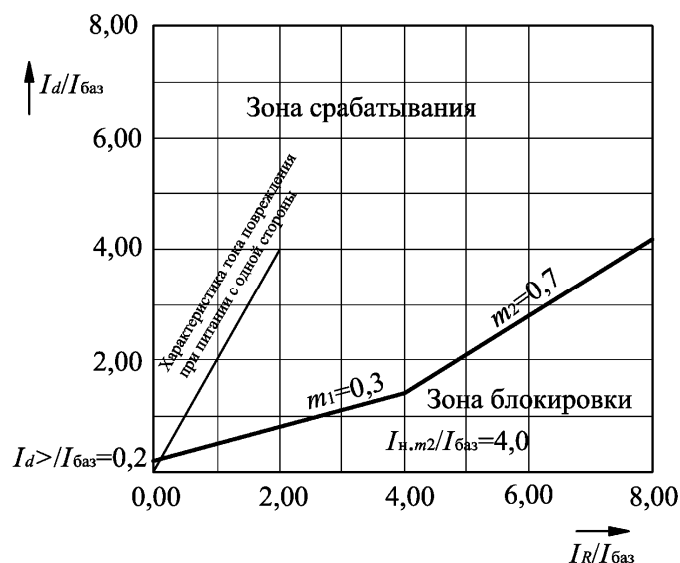


Рис. 9.12. Характеристики срабатывания дифференциального органа

Дифференциальная ЗЗ входит в состав защиты MiCOM P632, P633, работает на трансформаторном фильтре тока нулевой последовательности и защищает обмотку трансформатора с заземленной нейтралью.

Включается ЗЗ на ТТ со стороны вводов защищаемой обмотки и на ТТ, установленный в заземленной нейтрали. Дифференциальная защита трансформатора также имеет процентное торможение (рис. 9.13). Защита является более чувствительной, чем основная ДЗТ, которая не реагирует на ток нулевой последовательности. Она достаточно четко реагирует на витковые замыкания обмотки трансформатора.

Начальная точка характеристики $I_d >$ регулируется в пределах $(0,1-1,0)I_{\text{ном.тр}}$. Коэффициент торможения не регулируется и равен $m = 1,005$. Ток прекращения действия торможения $I_d \gg \gg$ регулируется в пределах $(5-10)I_{\text{ном}}$. Рекомендуемые уставки: $I_d \geq 0,2I_{\text{ном}}$; $I_d \gg \gg = 5I_{\text{ном}}$; $m = 1,005$.

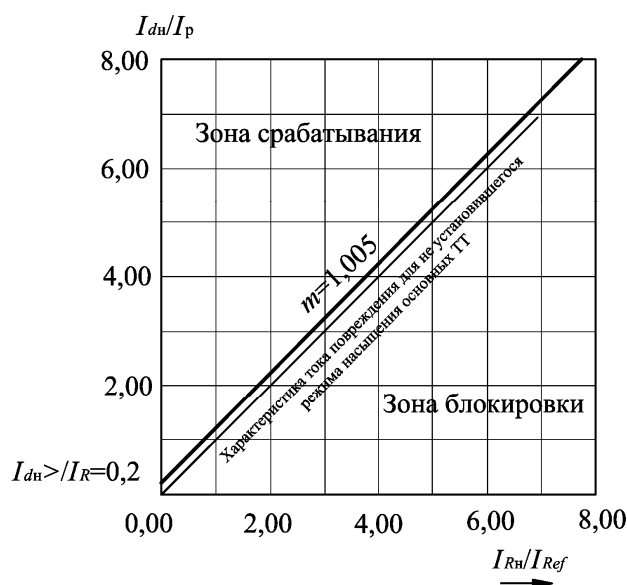


Рис. 9.13. Характеристика срабатывания дифференциального органа от замыканий на землю MiCOM P632

Дифференциальная защита на цифровых реле фирмы ABB. На рис. 9.14 и 9.15 приведены тормозные характеристики реле REF542 и RET316.

Тормозной ток в реле в относительных единицах (т. е. относительно номинального тока трансформатора) рассчитывается по формуле

$$I_{*t} = \sqrt{I_{*1} \cdot I_{*2} \cdot \cos \varphi},$$

где I_{*1} , I_{*2} – соответственно относительные токи, проходящие по обмоткам ВН и НН трансформатора; φ – угол сдвига векторов данных токов.

При КЗ в трансформаторе ток I_2 либо равен нулю, либо имеет противоположное направление, т. е. $\cos \varphi$ отрицательный ($\varphi = 180^\circ$). В обоих случаях торможение отсутствует, т. к. $I_{*t} = 0$. Оно появляется только при внешних КЗ, когда $\varphi = 0$.

Первый уровень тормозной характеристики для обоих реле (участок $a-b$ на рис. 9.14) по рекомендации фирмы принимается: $g = 0,3$ о. е. Наклон второго участка (отрезок $b-c$) принимается: $\operatorname{tg} \alpha = 0,5$; ($V = 0,5$). Третьего участка торможения в реле типа RET316 практически нет, т. к. он превращается в вертикальную линию (рис. 9.15). При этом предполагается, если номинальные токи трансформатора (с обеих сторон) превысят пороговую величину тормозного тока, значение которой фирма рекомендует принять равной: $b = 1,5$ о. е.,

то это означает, что произошло внешнее КЗ и реле загрубляется на 100 %, т. е. выводится из действия (кроме дифференциальной ТО).

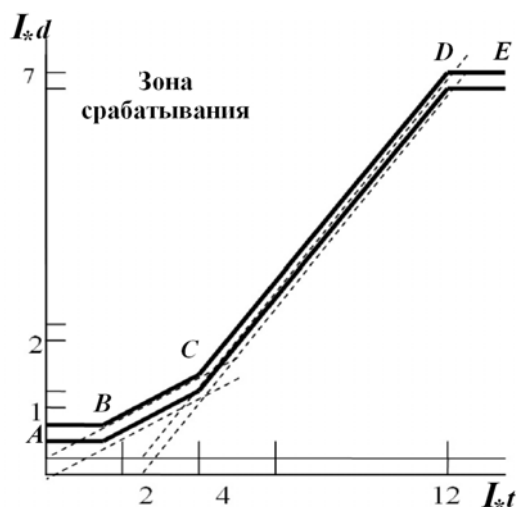


Рис. 9.14. Тормозная характеристика цифрового реле REF542

На рис. 9.15 эта характеристика показана вертикальной линией, проведенной от тока торможения, равного $1,5 I_{\text{НОМ}}$. Справа от нее находится зона торможения, а слева – зона срабатывания. При внутренних КЗ и небольшом сквозном токе, меньшим $1,5$ номинального, вертикальная линия на тормозной характеристике исчезает и торможение будет происходить по продолжению кривой $g-s$ с наклоном $V = 0,5$. Значение уставки дифференциальной отсечки, как и в прежнем случае, принимается равным $(6-7) I_{\text{НОМ}}$.

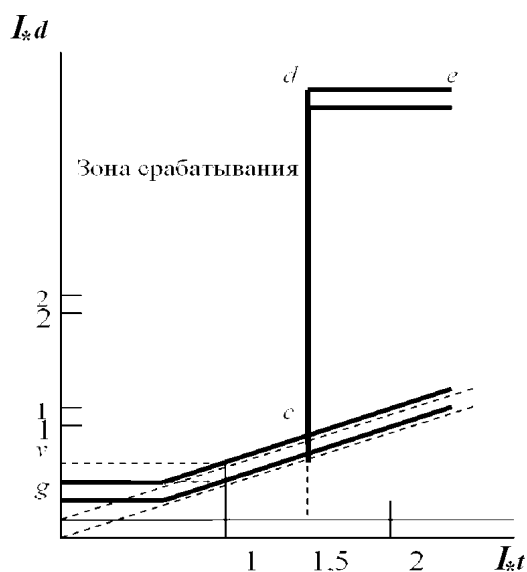


Рис. 9.15. Тормозная характеристика цифрового реле RET316

Из тормозных характеристик (рис. 9.11–9.15) дифференциальных реле различных фирм видно, что они похожи друг на друга, и принципы, на которых они выполняются, одинаковы. Имеется начальный ток срабатывания значительно меньший номинального тока трансформатора, участок с малым торможением для малой величины тока, участок с большим торможением для больших токов, при которых погрешность ТТ существенно возрастает. Как правило, в состав ДЗТ входит дифференциальная отсечка, которая обеспечивает быстрое отключение КЗ при больших токах, когда торможение может замедлить срабатывание защиты. Отстройка от броска намагничивающего тока трансформатора производится за счет торможения второй гармоникой тока намагничивания, а при перевозбуждении – пятой гармоникой.

Пример расчета ДЗТ на цифровом реле REF542

Многолетний опыт эксплуатации ДЗТ на базе аналоговых реле типа ДЗТ-11 и ДЗТ-21 показал высокую их эффективность срабатывания при внутренних повреждениях трансформатора и несрабатывания (отстройки) при внешних КЗ за счет торможения, т. е. автоматического увеличения уставки реле при протекании тока КЗ через ТТ стороны НН трансформатора, что свидетельствует о повреждении вне зоны действия ДЗТ. По этой причине разработчики микропроцессорных защит взяли за основу тормозную характеристику дифференциального реле типа ДЗТ-21.

Кроме того, ранее был разработан для аналоговых электронных реле ДЗТ-21 принцип отстройки ДЗТ от бросков тока намагничивания по второй гармонике дифференциального тока, который и был в дальнейшем реализован программным путем в цифровых реле. Простота настройки и гибкость выбора наиболее оптимальных защитных характеристик цифровых реле дает им неоспоримые преимущества перед аналоговыми защитами.

При выборе уставок цифровой ДЗТ рекомендуется использовать методику выбора уставок близкого по характеристике аналогового полупроводникового реле типа ДЗТ-21.

Пример 9.1. Произвести расчет уставок ДЗТ трансформатора мощностью 25 МВ · А напряжением 110/6 кВ.

1. Определяем номинальные токи трансформатора при среднем положении регулятора РПН ($\Delta U_{\text{рпн}} = \pm 16 \%$):

$$I_{\text{ном ВН}} = 126 \text{ А}; I_{\text{ном НН}} = 2190 \text{ А}.$$

2. Номинальные токи ТТ составят:

- сторона ВН – 300/5 А;
- сторона НН – 2000/5 А.

3. Коэффициент пересчета (базовый коэффициент) стороны ВН: $K_{п\text{ ВН}} = 126/300 = 0,42$; стороны НН: $K_{п\text{ НН}} = 2190/2000 = 1,1$.

4. Токи трехфазного КЗ за трансформатором, приведенные к стороне ВН, равны в максимальном режиме 1470 А и минимальном режиме 1320 А.

Цифровое реле градуировано в относительных единицах к номинальному вторичному току ТТ стороны ВН, принятой за основную. Вторичные токи стороны НН пересчитываются к основной стороне автоматически. Выравнивание вторичных токов в плечах ДЗТ по величине и фазе производится программным путем.

5. Минимальный ток срабатывания ДЗТ при КЗ в зоне ее действия принимают равным $0,3I_{\text{ном}}$ трансформатора для цифровых реле и $0,5I_{\text{ном}}$ для ДЗТ-21. Для сравнения в реле ДЗТ-11 принимают ток срабатывания равным $1,5I_{\text{ном}}$, т. к. это реле не имеет блокировки по второй гармонике.

6. Принимая $I_{\text{ср min}} = 0,3I_{\text{ном.тр}}$ и приводя это значение к номинальному току ТТ, получим

$$I_{\text{ср min}} = 0,3 \cdot 0,42 = 0,126 \text{ о. е.}$$

7. Минимальное значение дифференциального тока срабатывания в цифровом реле REF-542 из диапазона возможных уставок (0,15–1,2) равно 0,15 о. е. Тогда уставка на реле горизонтального участка тормозной характеристики составит в относительных единицах $I_d = 0,15/0,42 = 0,36$.

Принимаем $I_d = 0,4$ о. е.

8. При малых значениях тока (до $2,5I_{\text{ном.тр}}$) ТТ работают с погрешностью $\varepsilon \leq 5\%$. Определим наклон (коэффициент торможения) первого участка тормозной характеристики, исходя из условия отстройки от тока небаланса при малых токах:

$$I_{d1} \geq K_{\text{отс}}(\varepsilon + \Delta U)2,5 = 1,5(0,05 + 0,16)2,5 = 0,79.$$

Принимаем $I_{d1} = 0,8$ о. е.

На рис. 9.14 изображена тормозная характеристика зависимости дифференциального тока (I_d) от тормозного тока (I_t) в относительных единицах (относительно номинального тока трансформатора). Горизонтальная линия (отрезок $A-B$) проводится на уровне $I_d = 0,4$ о. е. Для построения второго уровня тормозной характеристики отмечается точка с координатами $I_{d1} = 0,8$ о. е. и $I_T = 2,5$ о. е. Через эту точку и начало координат проводится прямая линия.

Пересечение этой прямой с горизонтальной линией (точка B) определяет первый излом тормозной характеристики. Коэффициент первого участка торможения равен $\text{tg} \alpha_1 = I_{d1}/I_T = 0,8/2,5 = 0,32$.

9. Выбирается наклон второго (основного) участка торможения. Для этого определим значение дифференциального тока при КЗ на шинах 6 кВ из условия отстройки от максимального тока небаланса. Максимальный ток КЗ (тормозной ток) при этом повреждении равен 1470 А, приведенный к стороне ВН, что составляет кратность $I_T = 1470/126 = 11,7$ о. е. Значение дифференциального тока определяется по выражению

$$I_{d2} \geq K_{\text{отс}} (K_a \cdot \varepsilon + \Delta U) I_T = 1,5(1,5 \cdot 0,1 + 0,16) 11,7 = 5,44,$$

где K_a – коэффициент апериодической составляющей, равный 1,5; ε – 10%-я погрешность ТТ; $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки.

Для повышения надежности принимаем $I_{d2} = 7$ о. е.

Второй участок торможения (рис. 9.14) представляет прямую линию, проведенную через точку с координатами 11,7; 7,0 (точка D) и точку на оси абсцисс $I_T = 2,5$.

Пересечение этой прямой с первым участком торможения дает точку второго излома тормозной характеристики (точка C). Второй излом характеризуется коэффициентом торможения:

$$\text{tg} \alpha_2 = \frac{I_{d2}}{I_{T2} - I_{T1}} = \frac{7}{11,7 - 2,5} = 0,76.$$

Отметим, что наклон касательной линии к тормозным характеристикам аналоговых реле ДЗТ-11 и ДЗТ-21 составляет $\text{tg} \alpha = 0,75$.

10. Определим уставку дифференциальной ТО (значение тока срабатывания которой не зависит от величины тормозного тока). Как и для любой ТО, ток срабатывания выбирается по двум условиям:

– по условию отстройки от максимального тока небаланса при КЗ за трансформатором и при максимальном значении коэффициента апериодической составляющей ($K_a = 3$):

$$I_{d_3} \geq K_{\text{отс}} (K_a \cdot \varepsilon + \Delta U) I_T = 1,2(3 \cdot 0,1 + 0,16) 11,7 = 6,46 \text{ о. е.};$$

– по условию отстройки от броска тока намагничивания трансформатора при его включении $I_{d_3} \geq 6I_{\text{НОМ}}$. Принимаем $I_{d_3} \geq 7 \text{ о. е.}$

11. Проверим чувствительность дифференциальной защиты.

При КЗ в зоне срабатывания чувствительность защиты можно не проверять, т. к. уставка составляет $0,4I_{\text{НОМ}}$ при минимальном токе КЗ $4,8I_{\text{НОМ}}$.

Следует отметить, что при перегрузке трансформатора до $(1,4-1,5)I_{\text{НОМ}}$ (рис. 9.14) торможение фактически отсутствует, следовательно, в этом режиме ток срабатывания составляет $0,4I_{\text{НОМ}}$ и защита может реагировать на однофазные КЗ и межвитковые замыкания в обмотке трансформатора.

Проверяется чувствительность дифференциальной отсечки при КЗ на выводах ВН трансформатора. Для этого определяется ток КЗ на шинах 110 кВ в минимальном режиме системы. Для рассматриваемого примера он равен 4,3 кА.

Тогда чувствительность защиты при двухфазном КЗ составит:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к min}}^{(2)} / (I_{\text{НОМ.тр}} \cdot I_{d_3}) = 0,866 \cdot 4300 / (126 \cdot 7,0) = 4,1 \geq 2.$$

На рис. 9.14 ломаная линия *ABCDE* отображает тормозную характеристику дифференциальной защиты цифрового реле. Сравнивая данную характеристику с тормозной характеристикой аналогового реле ДЗТ-21(11), видим их полную адекватность.

Настройка цифрового реле на заданную характеристику осуществляется по-разному. В одних реле, например, REF542, она задается следующими параметрами: значениями I_{d_1} , I_{d_2} координатами точек *B* и *C* (по оси абсцисс) и величиной $\text{tg} \alpha_2$. В других реле (R31PT) – значениями: I_{d_1} , I_{d_2} , $\text{tg} \alpha_1$, $\text{tg} \alpha_2$. Тормозная характеристика цифрового реле типа RET316 несколько отличается от рассмотренной (рис. 9.15), но принцип расчета тот же. Следует отметить, что уставки реле RET316 можно не рассчитывать, если их принять такими как рекомендует фирма-производитель независимо от мощности трансформатора.

9.4. Газовая защита трансформатора

Газовая защита (ГЗ) – это защита от внутренних повреждений трансформатора, сопровождающихся выделением газа, понижением уровня масла в газовом реле или интенсивным движением потока масла из бака трансформатора в расширитель. Для правильной работы ГЗ корпус трансформатора устанавливается с наклоном под углом $1,5\text{--}2^\circ$ в сторону расширителя. Газовое реле устанавливается в расщелку трубопровода между корпусом трансформатора и расширителем. Защита абсолютно селективная и не реагирует на повреждения вне бака трансформатора. Газовая защита трансформатора выполняется двухступенчатой:

- Первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа или понижении уровня масла в газовом реле и с выдержкой времени действует на сигнал.

- Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Образующиеся при местном перегреве или при дуговом замыкании внутри бака трансформатора газы выталкивают масло из трубопровода и газового реле, а затем прорываются в расширитель, заполняя по пути газовое реле (рис. 9.16). При незначительном выделении газа он через трубу заполняет верхнюю часть газового реле, а излишек проходит в расширитель. Таким образом, в газовом реле скапливается газ, который можно выпустить через кран или набрать в специальную емкость и направить на анализ. Внутри объема, где скапливается газ, находится поплавков, который при появлении газа опускается и замыкаются контакты, действующие на сигнал (сигнальный элемент газового реле). При срабатывании сигнализации необходимо отключить трансформатор, взять пробы газа (состав газа затем анализируется). Для отбора пробы газа реле оснащено специальным краном, а для наблюдения за количеством газа имеется специальное окно с делениями. Простейшим способом анализа является проверка газа на горючесть и цвет. Горючие газы образуются в масле под действием электрической дуги и свидетельствуют о ее появлении внутри бака трансформатора. Окрашивание газа происходит при горении твердой изоляции внутри трансформатора. Химический анализ газа дает более точные сведения о характере повреждения. Следует

иметь в виду, что в газовом реле может оказаться и воздух, который был растворен в масле и начал выделяться после его нагрева. Инструкциями запрещается отбор газа на трансформаторе, находящемся под напряжением, т. к. незначительное вначале повреждение может перерасти в большое повреждение с разрывом бака и пожаром, вследствие чего пострадает персонал, отбирающий пробу газа. Второй элемент (поплавок) газового реле расположен внутри реле прямо на пути потока масла из трубы в расширитель. Он может опуститься под давлением масла при его выбросе или при заполнении реле газом. Для четкой работы при выбросе масла в современных реле поплавков дополнительно соединяется со специальной заслонкой 2 (рис. 9.16).

Сверху на корпусе реле находятся кран для отбора проб газа и выпуска воздуха и под защитным колпачком – кнопка опробования исправности газового реле. Нажатие кнопки не до конца хода вызывает срабатывание сигнального контакта реле. Нажатие кнопки опробования до упора вызывает срабатывание отключающего контакта газового реле. Возврат реле происходит автоматически после освобождения кнопки опробования.

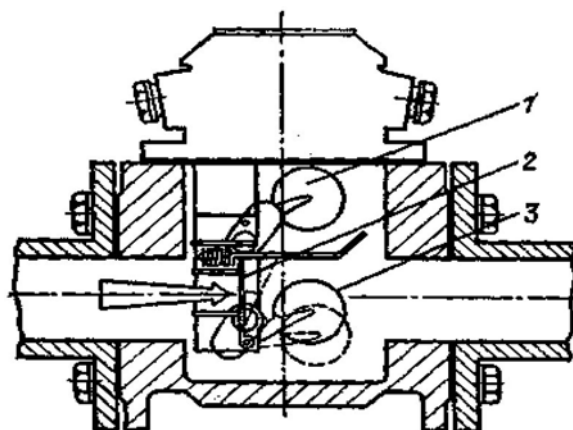


Рис. 9.16. Газовое реле типа BF-80: 1 – верхний (сигнальный) поплавок; 2 – заслонка; 3 – нижний поплавок; стрелка – направление струи масла и газа

Выброс масла или выделение сразу большого объема газа происходит при серьезном повреждении внутри бака, поэтому вторая ступень ГЗ действует на отключение без выдержки времени. Отключающий элемент срабатывает также при отсутствии масла в газовом реле. Обычно это происходит при течи из бака, когда масло целиком ушло из расширителя и газового реле. Но существует и другая возможность: между газовым реле и расширителем имеется кран, пере-

крывающий выход масла из расширителя. Если этот кран оставить в закрытом состоянии, то при понижении температуры масла в трансформаторе уровень его понизится и масло уйдет из газового реле. Трансформатор отключится. Поэтому оперативный персонал обязан проверить положение крана перед включением трансформатора.

Новый трансформатор должен включаться с введенным на отключение сигнальным поплавком ГЗ, который может сработать и при начинающемся повреждении трансформатора до КЗ в нем.

При включении нового трансформатора по мере его нагрева происходит выделение воздуха, растворенного в масле. Он заполняет газовое реле и его необходимо время от времени выпускать. Выводить действие отключающего элемента на отключение до прекращения выделения воздуха не разрешается. Струйный элемент ГЗ имеет уставку срабатывания по скорости движения газомасляной смеси (диаметр отверстия в заслонке).

Величина уставки определяется по заводской инструкции и может корректироваться в зависимости от состояния трансформатора. Бросок потока масла происходит не только при повреждении внутри трансформатора, но и при внешних КЗ.

При КЗ динамическим воздействием тока обмотки трансформатора сжимаются и посылают толчком масло в расширитель. Сжатие препятствуют клинья, которые закрепляют обмотку. Однако со временем клинья усыхают и деформируются, а витки обмотки получают возможность некоторого перемещения. При этом бросок масла становится сильнее и скорость потока масла увеличивается. В какой-то степени срабатывания ГЗ можно избежать путем закругления уставки по скорости масла.

Газовая защита переключателя РПН трансформатора выполнена на струйном реле и действует на отключение трансформатора при интенсивном движении потока масла из бака РПН в сторону расширителя.

Контакты переключателя РПН находятся в отделенном от бака трансформатора отсеке. Поскольку при переключении контактов дуга горит в масле, то масло разлагается с выделением газа и других компонентов. Это масло не смешивается с остальным маслом в баке и не ухудшает его качество. Бак РПН также соединяется с расширителем (отдельный отсек) и в соединительной трубе устанавливается специальное реле, например, типа URF-25. Это реле называется струйным и работает только при выбросе масла. Реле не имеет крана для спуска воздуха (нормально в смотровом окошке может быть воздух) и имеет только один отключающий элемент – заслонка вместо

поплавка. Газ, выделяющийся при переключении контакторов, свободно выходит в расширитель и не вызывает срабатывания реле. Срабатывание реле вызывает выброс масла, происходящий при перекрытии изоляции внутри отсека РПН. При срабатывании струйного реле РПН в его смотровом окошке появляется красный сигнальный флажок. После срабатывания струйное реле остается в сработанном положении и должно возвращаться в исходное состояние нажатием кнопки на реле. Реле снабжено также кнопкой опробования, нажав на которую можно отключить трансформатор. У струйных реле немецкого производства на корпусе имеется всего одна кнопка проверки исправности и возврата реле. Нажатие ее на часть хода вызывает срабатывание реле, а нажатие до упора – возврат.

Струйное реле РПН может также сработать при доливке масла в бак РПН снизу. Поэтому при вводе трансформатора в работу необходимо проверить положение струйного реле РПН по отсутствию красного флажка в смотровом окошке реле.

Примечания: 1. Есть еще один элемент на трансформаторе, положение которого нужно проверить перед включением: отсечной клапан. Он стоит на мощных трансформаторах и при его срабатывании перекрывается выход масла из расширителя в трансформатор. На закрытие отсечного клапана действует защита от внутренних повреждений трансформатора. Его также нужно взвести перед включением, иначе будет нарушена связь между трансформатором и расширителем и далее может произойти ложная работа ГЗ.

2. На трубопроводах расширителя трансформатора имеются краны, позволяющие переливать масло из объема расширителя трансформатора в отсек расширителя РПН. Необходимо следить за тем, чтобы через них масло с сажей из отсека РПН не попало в расширитель трансформатора.

9.5. Защита от сверхтоков при внешних коротких замыканиях

Максимальная токовая защита является резервной защитой трансформатора и служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а также при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в трансформаторах она используется лишь на маломощных трансформаторах.

Защита двухобмоточных понижающих трансформаторов.

Схемы МТЗ трансформатора с односторонним питанием приведены на рис. 9.17. Чтобы включить в зону действия защиты сам трансформатор, РЗ устанавливается со стороны источника питания и должна действовать на отключение выключателя $Q1$. Токовые реле МТЗ включаются на ТТ, установленные у выключателя $Q2$.

На рис. 9.17, *а* приведена схема РЗ трансформатора, выполненная с двумя токовыми реле $KA1$ и $KA2$, которые, сработав, с выдержкой времени одновременно действуют на отключение выключателей $Q1$ и $Q2$. При этом в случае внешних КЗ на стороне НН трансформатора отключение выключателя $Q2$ резервирует действие выключателя $Q1$. Часто РЗ выполняют с двумя выдержками времени: с первой t_1 – на отключение выключателя $Q1$ со стороны НН, а со второй – $t_2 = t_1 + \Delta t$ на отключение $Q2$ со стороны ВН. При этом ТТ установлены у выключателя $Q2$.

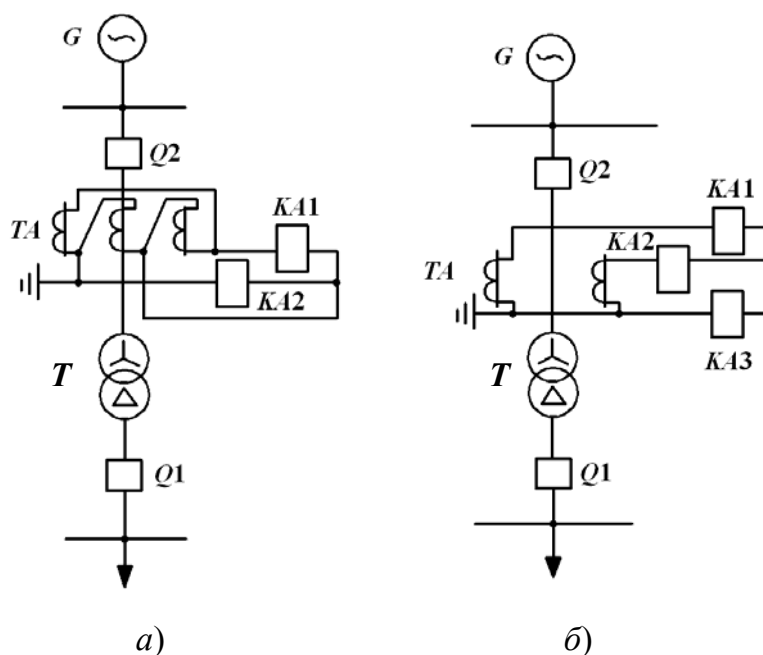


Рис. 9.17. Максимальная токовая защита двухобмоточного понижающего трансформатора: *а* – схема токовых цепей с тремя ТТ; *б* – схема токовых цепей с двумя ТТ

В случае неотключенного внешнего КЗ на стороне НН МТЗ с выдержкой времени t_1 отключит выключатель $Q1$, трансформатор при этом останется под напряжением со стороны ВН. В случае повреждения в трансформаторе и отказе его основных быстродействующих РЗ сработает МТЗ и с выдержкой времени отключит выключатель $Q2$.

На мощных двухобмоточных трансформаторах, питающих ответственную нагрузку, на выключателе со стороны НН также устанавливают МТЗ со своими ТТ и реле. В данном случае защита на выключателе $Q1$ называется МТЗ ввода, а на выключателе $Q2$ – МТЗ трансформатора.

Токовые реле $KA1$ и $KA2$ в схеме МТЗ трансформаторов с ВН 110–220 кВ подключены к ТТ, соединенным в треугольник (рис. 9.17, а). Такое выполнение токовых цепей МТЗ предотвращает возможное неселективное ее действие при КЗ на землю в сети 110–220 кВ (в случае если нейтраль трансформатора заземлена). Защита может действовать при всех видах междуфазных КЗ на сторонах как ВН, так и НН трансформатора со схемой соединения обмоток Y/Δ . При этом, однако, по сравнению с МТЗ, содержащей три токовых реле, подключенных к ТТ, соединенным в полную звезду, имеет место снижение чувствительности на 15 % при двухфазном КЗ на стороне НН 6(10) кВ. При двухфазном КЗ за трансформатором со схемой Y/Δ ток в одной из фаз будет в два раза больше, чем в двух других фазах на стороне ВН. Такие же токи будут проходить и в реле. Если ТТ на стороне ВН собрать в треугольник, то ток в реле равен по величине току двухфазного КЗ и соотношение между ними будет равно $1/0,867$. Для трансформаторов со схемой соединения обмоток Y/Y и не связанных с сетью с заземленной нейтралью МТЗ может выполняться с двумя токовыми реле $KA1$ и $KA2$, ТТ при этом соединяются в неполную звезду (рис. 9.17, б). Подобная схема МТЗ может применяться и на трансформаторах со схемой соединения обмоток Y/Δ . При этом для повышения чувствительности МТЗ к двухфазным КЗ за трансформатором с такой схемой соединения устанавливается дополнительное реле в обратном проводе токовых цепей $KA3$ (показано пунктиром на рис. 9.17, б). Аналогичная схема применяется и на трансформаторах со схемой соединения обмоток Δ/Y с заземленной нулевой точкой (обычно питающих сеть 0,4 кВ).

Выбор уставок максимальной токовой защиты трансформатора. Если трансформатор имеет две защиты МТЗ ввода НН и МТЗ трансформатора, то вначале выбирают уставки МТЗ ввода НН.

Ток срабатывания МТЗ определяется из условия возврата токовых реле при максимальной нагрузке:

$$I_{с.з} = K_{н} \cdot K_{сзп} \cdot I_{раб\ max} / K_{в}, \quad (9.17)$$

где $K_{н}$ – коэффициент надежности равен 1,1–1,2 для микропроцессорных защит и 1,2–1,3 – для РТ-40; $K_{сзп}$ – коэффициент самозапуска

можно принять равным 1,8–2,5 для городских сетей общего назначения и 2 – для сельских сетей. Эти значения коэффициента $K_{сзп}$ нельзя применять для трансформатора, питающего сосредоточенную двигательную нагрузку. Для такого трансформатора необходимо определить общий пусковой ток и подставить в формулу взамен $K_{сзп} - I_{пуск}$; $I_{раб\ max}$ – максимальный рабочий ток трансформатора; $K_{в}$ – коэффициент возврата защиты: он составляет 0,8 для РТ-40, 0,90 – для РСТ-13 и для микропроцессорных защит – 0,95–0,96.

Максимальный ток нагрузки с учетом самозапуска, от которого необходимо отстроить МТЗ, обычно определяется из рассмотрения трех видов нарушения: отключение параллельно работающего трансформатора, включение трансформатора от АПВ на неотключенную нагрузку, автоматическое подключение нагрузки при действии АВР в случае исчезновения напряжения на соседней секции (рис. 9.18). В двух первых случаях $I_{с.з}$ определяется по выражению (9.17). В третьем случае $I_{с.з}$ определяется по выражению

$$I_{с.з} = K_{н} (I_{I\ раб\ max} + K_{сзп} \cdot I_{II\ раб\ max}) / K_{в}, \quad (9.18)$$

где $I_{I\ раб\ max}$ и $I_{II\ раб\ max}$ – максимальные значения токов нагрузки секций: I – от которой при действии АВР подается напряжение; II – на которую подается напряжение.

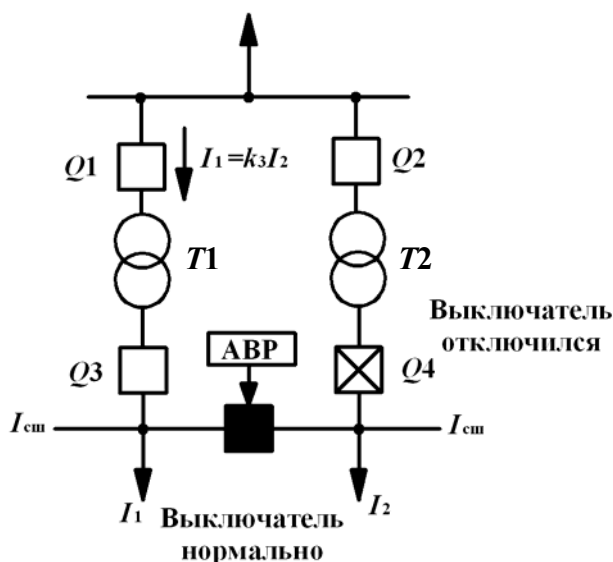


Рис. 9.18. При отключении трансформатора T_2 и включении от АВР СВ возникает перегрузка трансформатора T_1

Коэффициент чувствительности МТЗ ввода при КЗ в конце защищаемого участка определяется по формуле

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к min}} / I_{\text{с.з}}, \quad (9.19)$$

где $I_{\text{к min}}$ – минимальный ток при КЗ на стороне НН трансформатора.

Значение $K_{\text{ч}}$ должно быть не менее 1,5 при выполнении МТЗ функций основной защиты шин и не менее 1,2 при выполнении функций резервирования. Если чувствительность МТЗ оказывается неудовлетворительной, то применяются другие, более чувствительные защиты: например, МТЗ с блокировкой по напряжению, дистанционная защита и т. д.

Выдержка времени МТЗ ввода НН выбирается по условию селективности на ступень выше наибольшей выдержки времени $t_{\text{п}}$ РЗ присоединений, питающихся от трансформатора или времени $t_{\text{с.в}}$ РЗ СВ:

$$t_1 = t_{\text{п}} + \Delta t, \quad (9.20)$$

где Δt – ступень селективности.

Выдержка времени МТЗ с ограниченно зависимой характеристикой выбирается из условия (9.20) в предположении, что ток в реле равен току КЗ, проходящему через трансформатор в случае повреждения в начале ЛЭП, питаемой трансформатором. Защиту с ограниченно зависимой характеристикой следует применять в тех случаях, когда посредством ее удастся ускорить отключение повреждения в трансформаторе или на шинах.

Уставки МТЗ трансформатора на стороне ВН выбираются по условию согласования по чувствительности с МТЗ ввода НН:

$$I_{\text{с.з.тр}} = K_{\text{н.с}} (I_{\text{с.з.ввод}} + I_{\text{нагр}}),$$

где $K_{\text{н.с}}$ – коэффициент надежности согласования, принимается равным 1,2–1,3; $I_{\text{нагр}}$ – ток нагрузки третьей обмотки трехобмоточного трансформатора. Для двухобмоточного трансформатора $I_{\text{нагр}} = 0$.

Чувствительность МТЗ трансформатора проверяется по формуле (9.19), где $I_{\text{к min}}$ – минимальный ток на стороне ВН трансформатора при КЗ на стороне НН. Вид КЗ определяется в соответствии с табл. 9.2. Значение $K_{\text{ч}}$ должно быть не менее 1,2 при наличии защиты на выключателе ввода НН и 1,5 при ее отсутствии.

Выдержка времени выбирается на ступень селективности больше, чем МТЗ вводов стороны НН или СН.

Если время срабатывания МТЗ трансформатора окажется больше 3 с или 4 с соответственно для трансформаторов с ВН 110 и 35 кВ, то максимальную допустимую выдержку времени МТЗ трансформатора по условию перегрева согласно ГОСТ 11677–85 рассчитывают по формуле

$$t_{\text{доп}} = t_{\text{max}} \left(\frac{I_{\text{к max}}}{I_{\text{к расч}}} \right)^2 - t_{\text{вв}}, \quad (9.21)$$

где t_{max} – 3 с или 4 с соответственно для трансформаторов с номинальным напряжением стороны ВН 110 и 35 кВ; $t_{\text{вв}}$ – собственное время отключения выключателя ввода стороны НН; $I_{\text{к max}}$ – максимальный установившийся ток КЗ за трансформатором; $I_{\text{к расч}}$ – расчетный ток КЗ с учетом сопротивления питающей сети.

Данную формулу можно упростить, используя сопротивление трансформатора $X_{\text{тр}}$ и минимальное сопротивление питающей сети $X_{\text{с}}$:

$$t_{\text{доп}} = t_{\text{max}} \left(\frac{X_{\text{тр}} + X_{\text{с}}}{X_{\text{тр}}} \right)^2 - t_{\text{вв}}.$$

Например, определить $t_{\text{доп}}$ для трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВ · А, если известны значение $u_{\text{к.тр}} = 10,5\%$ и сопротивление системы в максимальном режиме $X_{\text{с}} = 12$ Ом, принять $t_{\text{вв}} = 0,1$ с.

$$X_{\text{тр}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 16} = 87 \text{ Ом}; \quad t_{\text{доп}} = 3 \left(\frac{87 + 12}{87} \right)^2 - 0,1 = 3,8 \text{ с.}$$

Максимальная токовая защита с пуском по напряжению.

В ряде случаев не удается выполнить достаточно чувствительную защиту трансформатора только по току, особенно на подстанциях, питающих двигательную нагрузку. Для повышения чувствительности применяют защиту с блокировкой по напряжению.

Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению определяется по условию отстройки от тока нагрузки трансформатора без учета коэффициента самозапуска:

$$I_{\text{ср}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{раб max}} / K_{\text{в}}, \quad (9.22)$$

где $I_{\text{раб max}}$ – принимается для однострансформаторной подстанции равным номинальному току трансформатора, а для двухтрансформаторной подстанции с 40%-й перегрузкой.

Уставка срабатывания реле минимального напряжения выбирается исходя из следующих условий:

– возврата после отключения внешнего КЗ:

$$U_{\text{ср}} \leq U_{\text{min}} / K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{в}} \cdot K_U; \quad (9.23)$$

– отстройки от остаточного напряжения самозапуска после действия АПВ или АВР:

$$U_{\text{ср}} \leq U_{\text{с.з}} / K_{\text{отс}} \cdot K_U, \quad (9.24)$$

где $U_{\text{min}} = (0,9-0,85)U_{\text{ном}}$ – междуфазное напряжение в месте установки МТЗ в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ; $U_{\text{ном}} U_{\text{сзп}} = 0,7$, $U_{\text{ном}}$ – междуфазное напряжение в месте установки МТЗ в условиях самозапуска после действия АПВ или АВР заторможенных электродвигателей; $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,2; $K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, равный 1,1.

Чувствительность МТЗ для токового реле определяется по выражению (9.19). Для реле минимального напряжения по формуле

$$K_{\text{ч}} = U_{\text{с.з}} K_{\text{в}} / U_{\text{max}}^{(3)}, \quad (9.25)$$

где $U_{\text{max}}^{(3)}$ – первичное значение междуфазного напряжения в месте установки МТЗ при металлическом трехфазном КЗ в расчетной точке в режиме, обуславливающим максимальное значение этого напряжения.

В соответствии с [1] для реле тока и напряжения необходимо обеспечить следующие коэффициенты чувствительности: 1,5 – при выполнении МТЗ функций основной защиты шин; 1,2 – при выполнении МТЗ функций резервирования. Следует отметить, что [1] допускает не резервировать удаленные КЗ на протяженных линиях присоединений, если это связано со значительным усложнением защиты.

Для выполнения защиты двухобмоточного трансформатора вполне достаточно установки на обеих сторонах двухэлементной токовой защиты. При этом для защиты трансформатора со схемой соединения Y/Δ реле на стороне ВН должны быть включены на три ТТ, собранные по схеме треугольника. Отсечка стороны НН используется в качестве логической защиты шин. Максимальная токовая защита используется в качестве максимальной защиты ввода, а дополнитель-

ный токовый орган блокирует логическую ДЗТ стороны ВН. На стороне ВН МТЗ выполняет свои функции, а ТО – логическую ДЗТ.

В табл. 9.2 приведены расчетные виды КЗ для определения коэффициента чувствительности МТЗ трансформаторов.

Таблица 9.2

Вид короткого замыкания для определения $K_{\text{ч}}$ в зависимости от схем соединения обмоток трансформатора

Схема соединения		Вид КЗ для расчета чувствительности
обмоток трансформатора	ТТ, к которым подключена МТЗ	
Y/Δ	Треугольник	Двухфазное
Y/Y	Неполная звезда	То же
Δ/Δ	То же	То же
Y/Δ	Неполная звезда с дополнительным реле в обратном проводе	Трехфазное
Y/Δ	Полная звезда	Трехфазное

При приведении значения тока срабатывания МТЗ на сторону ВН и расчете коэффициента чувствительности защиты необходимо принимать самый неблагоприятный случай, когда коэффициент трансформации трансформатора изменяется в диапазоне действия регулятора РПН.

Пример 9.2. Рассчитать ток срабатывания МТЗ трансформатора, установленного на двухтрансформаторной подстанции ГПП. Исходные данные:

– параметры трансформатора: тип ТДН-16000/115/6,6; $\Delta U_{\text{РПН}} = \pm 16\%$; напряжения КЗ трансформатора при крайних и среднем положениях РПН: $u_{\text{к max}} = 11,71\%$; $u_{\text{к min}} = 9,8\%$; $u_{\text{к ср}} = 10,5\%$ (см. табл. П.1.8);

– сопротивление энергосистемы в минимальном режиме при КЗ на шинах 110 кВ подстанции: $X_{\text{с min}} = 30 \text{ Ом}$;

– максимальный рабочий ток нагрузки одного трансформатора при выведенном в ремонт втором составляет:

$$I_{\text{р max}} = 1,4 I_{\text{ном}} = 1,4 \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1960 \text{ А.}$$

Решение. 1. Определяется сопротивление трансформатора при максимальном допустимом напряжении обмотки ВН и значении $u_{к \max}$:

$$X_{\text{тр max}} = \frac{u_{к \max} \cdot U_{\text{ВН max}}^2}{100 \cdot S_{\text{н.тр}}} = \frac{11,71 \cdot 126^2}{100 \cdot 16} = 116 \text{ Ом.}$$

2. Значение минимального тока трехфазного КЗ за трансформатором, приведенного к сторонам ВН и НН:

$$I_{к \min \text{ВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ВН max}}}{\sqrt{3}(X_{с \min} + X_{\text{тр max}})} = \frac{126000}{\sqrt{3}(30 + 116)} = 498 \text{ А;}$$

$$I_{к \min \text{НН}}^{(3)} = I_{к \min \text{ВН}}^{(3)} / K_{\text{тр max}} = 498 / (126 / 6,6) = 9512 \text{ А.}$$

3. Определяется ток срабатывания МТЗ ввода 6 кВ (защита трансформатора на стороне НН). Расчетный режим – подача напряжения на трансформатор при максимальной нагрузке трансформатора по выражению (9.17):

$$I_{с.з \text{НН}} = K_{\text{н}} \cdot K_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{р max}} / K_{\text{в}} = 1,2 \cdot 2,2 \cdot 1960 / 0,96 = 5390 \text{ А,}$$

где $K_{\text{сзп}}$ – коэффициент самозапуска нагрузки; для общепромышленной нагрузки и городских сетей $K_{\text{сзп}} = 2,2$.

4. Коэффициент чувствительности защиты при КЗ на шинах 6 кВ:

$$K_{\text{ч}} = I_{к \min \text{НН}}^{(2)} / I_{с.з \text{НН}} = 0,866 \cdot 9512 / 5390 = 1,53 > 1,5.$$

5. Определяется ток срабатывания МТЗ трансформатора (защита ввода 110 кВ) при минимальном значении коэффициента трансформации трансформатора:

$$I_{с.з \text{ВН}} = \frac{K_{\text{нс}} \cdot I_{с.з \text{НН}}}{K_{\text{тр min}}} = \frac{1,25 \cdot 5390}{115(1 - 0,16) / 6,6} = 460 \text{ А.}$$

6. Коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора при минимальном токе КЗ за трансформатором:

$$K_{\text{ч}} = I_{к \min \text{ВН}}^{(3)} / I_{с.з \text{ВН}} = 498 / 460 = 1,08,$$

что недопустимо, т. к. меньше требуемого 1,2.

В данном выражении, поскольку применяется цифровое реле и ТТ на стороне ВН соединены в полную звезду, то ток двухфазного КЗ за трансформатором численно равен току трехфазного КЗ.

Если ТТ на стороне ВН соединить по схеме треугольника, то по табл. 9.2:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к min ВН}}^{(2)} / I_{\text{с.з ВН}} = 0,866 \cdot 498 / 460 = 0,94.$$

В случае отсутствия защиты на стороне НН трансформатора (ввод 6 кВ) чувствительность МТЗ трансформатора должна быть повышена до значения 1,5.

Следовательно, простая МТЗ трансформатора не проходит по чувствительности. В данном случае применяют МТЗ с пуском по минимальному напряжению (можно принять без расчета $U_{\text{с.з}} = 0,6U_{\text{ном}}$) и выбор уставок защит выполняют следующим образом:

- Ток срабатывания МТЗ ввода 6 кВ по выражению (9.17) при $K_{\text{сзп}} = 1$:

$$I_{\text{сз НН}} = K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{р max}} / K_{\text{В}} = 1,2 \cdot 1 \cdot 1960 / 0,96 = 2450 \text{ А.}$$

- Ток срабатывания МТЗ трансформатора:

$$I_{\text{с.з ВН}} = \frac{K_{\text{нс}} \cdot I_{\text{с.з НН}}}{K_{\text{тр min}}} = \frac{1,25 \cdot 2450}{115(1 - 0,16)/6,6} = 210 \text{ А.}$$

7. Коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора с блокировкой по напряжению:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к min ВН}}^{(2)} / I_{\text{с.з ВН}} = 0,866 \cdot 498 / 210 = 2,05.$$

Расчет максимальной токовой защиты трансформаторов, питающих высоковольтные электродвигатели

На рис. 9.19 приведена схема двухтрансформаторной подстанции ГПП. Выбор параметров срабатывания максимальных токовых защит, установленных на секционном выключателе $Q_{\text{с}}$, выключателе ввода 6(10) кВ $Q_{\text{в}}$ и выключателе $Q_{\text{т}}$ трансформатора взаимосвязан, поскольку каждый из этих элементов является либо предыдущим, либо последующим по отношению друг к другу.

Для МТЗ выключателей $Q_{\text{с}}$ и $Q_{\text{в}}$ основной зоной защиты являются шины 6 кВ подстанции, а резервной зоной – присоединения $Q_{\text{п}}$.

Исходя из этого, при выборе тока срабатывания МТЗ справедливы выражения (7.1)–(7.3). Однако при определении коэффициента самозапуска $K_{сзп}$ и значения $I_{раб\ max}$ возникает ряд трудностей, особенно если к шинам подстанции подключены электродвигатели (ЭД) напряжением выше 1 кВ. В данном случае необходимо учитывать пусковые токи электродвигателей. Если подстанция не оборудована специальными устройствами, обеспечивающими самозапуск двигателей при кратковременной потере питания, то за максимальную нагрузку с учетом коэффициента $K_{сзп}$ принимается режим пуска одного электродвигателя при максимальном (реально возможном) количестве включенных присоединений:

$$K_{сзп} \cdot I_{раб\ max} = U_{НН\ ср} / [\sqrt{3}(x_{НН\ min} + x_{эк})]; \quad (9.26)$$

$$x_{эк} = \frac{x''d \cdot Kx_{нагр.сум}}{x''d + Kx_{нагр.сум}},$$

где $x_{НН\ min}$ – минимальное сопротивление источника питания (система плюс трансформатор), приведенное к шинам стороны НН; $x_{эк}$ – эквивалентное сопротивление заторможенного двигателя ($x''d$) и суммарной нагрузки присоединений $x_{нагр.сум}$; K – коэффициент увеличения тока нагрузки за счет провала напряжения, вызванного пуском электродвигателя; принимается равным 0,8–0,9.

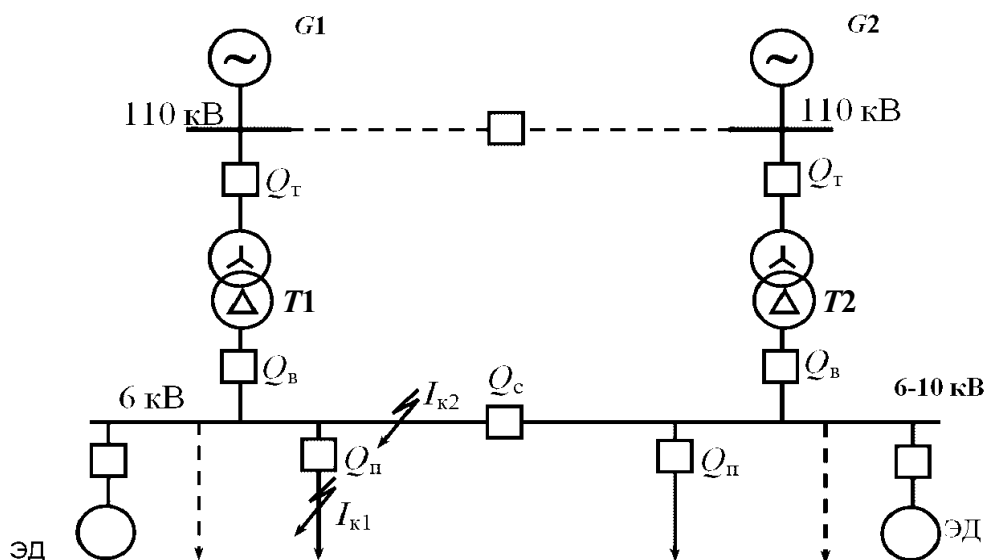


Рис. 9.19. Расчетная схема для выбора уставок МТЗ на элементах ГПП

Выражение (9.26) справедливо как для МТЗ ввода, так и для МТЗ СВ, имея в виду, что через Q_B может проходить нагрузка обеих секций шин, а через Q_C – только одной (при ремонтном режиме работы подстанции). При отсутствии электродвигателей 6 кВ, подключенных к шинам подстанции в качестве значения $I_{\text{раб max}}$ можно принять: для МТЗ Q_C $I_{\text{раб max}} = 0,7I_{\text{ном.тр}}$; для МТЗ Q_B $I_{\text{раб max}} = 1,4I_{\text{ном.тр}}$, где $I_{\text{ном.тр}}$ – номинальный ток трансформатора стороны НН.

Значение тока срабатывания МТЗ трансформатора (Q_T) должно быть больше, чем уставка МТЗ ввода Q_B из условия (7.2).

Проверка чувствительности МТЗ Q_C и Q_B производится по выражениям (7.3), где в качестве значения тока КЗ основной зоны принимается ток $I_{\text{к2 min}}^{(2)}$ (рис. 9.19), а тока КЗ в зоне резервирования – $I_{\text{к1 min}}^{(2)}$, т. е. ток КЗ в конце самой длинной линии присоединения. Часто чувствительность МТЗ оказывается недостаточной за счет больших токов нагрузки. В данном случае применяют МТЗ с пуском по минимальному напряжению, тогда в выражении (7.2) пусковой ток электродвигателя не учитывают, а в выражении (7.1) коэффициент $K_{\text{сзп}}$ принимают равным единице. Обычно значение напряжения срабатывания пускового органа минимального напряжения принимают $U_{\text{с.з}} = 0,6U_{\text{ном}}$. Чувствительность пускового органа проверяется по условию:

$$K_{\text{ч}} \geq \frac{U_{\text{с.з}}}{U_{\text{ост max}}} \geq \frac{U_{\text{с.з}}}{\sqrt{3} \cdot r_{\text{к}} \cos \varphi_{\text{к}} \cdot I_{\text{к1}}^{(3)}} \geq 1,2,$$

где $r_{\text{к}}$ – активное сопротивление кабельной (воздушной) линии наиболее протяженного присоединения; $\cos \varphi_{\text{к}}$ – коэффициент мощности КЗ, для кабельных линий принимается 0,8–0,85.

Данное условие по [1] допускается не выполнять, если это связано со значительным усложнением защиты.

Следует отметить, что чувствительность МТЗ трансформатора проверяется только при КЗ на шинах 6 кВ, однако при этом необходимо учитывать схему соединения ТТ, установленных на ВН, и группу соединения обмоток трансформатора. Например, если ТТ соединены в треугольник, а группа трансформатора Y/Δ, то чувствительность МТЗ проверяется по формуле

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{к min}}^{(3)} / I_{\text{с.з}},$$

где $I_{\text{к min}}^{(3)}$ – приведенный к ВН трехфазный минимальный ток КЗ (первичный) на выводах НН.

При ТТ, соединенных в звезду, $K_{\text{ч}} = I_{\text{к min}}^{(3)}/I_{\text{с.з}}$. Подчеркнем, что с цифровыми реле ТТ соединяются в звезду.

Коэффициент чувствительности защиты должен быть $K_{\text{ч}} \geq 1,2$ при условии, что на вводе 6(10) кВ стороны НН трансформатора установлена своя МТЗ и $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ при ее отсутствии. В последнем случае МТЗ трансформатора выполняется с двумя выдержками времени, с меньшей из них отключается ввод НН, а с большей – трансформатор.

Выбор времени срабатывания МТЗ производится по выражению (7.5), имея в виду, что все рассматриваемые защиты применяются с независимыми от тока выдержками времени. Поэтому исходной точкой для расчета выдержки времени МТЗ СВ является то присоединение $Q_{\text{п}}$, у которого МТЗ имеет наибольшую выдержку времени. Если на указанном присоединении применяется зависящая от тока выдержка времени, то необходимо построить карту селективности и определить минимально возможное время срабатывания МТЗ СВ, а далее, прибавляя ступени селективности $\Delta t = 0,3$ с, находят выдержки времени МТЗ ввода и трансформатора. При однофазном КЗ на линии 110 кВ в защите трансформатора в случае соединения ТТ в звезду появляется ток нулевой последовательности, который может вызвать ложное отключение трансформатора, поэтому в большинстве цифровых реле ток нулевой последовательности устраняется расчетом. Если такой блокировки нет, то выдержка времени МТЗ трансформатора должна быть больше времени срабатывания защиты нулевой последовательности линии.

Пример 9.3. Выбрать уставки максимальных токовых цифровых защит на выключателях СВ – $Q_{\text{с}}$, ввода 6 кВ – $Q_{\text{в}}$ и трансформатора – $Q_{\text{т}}$ ГПП (рис. 9.19), если известны: токи КЗ на шинах 6 кВ $I_{\text{к2 min}}^{(3)} = 8,5$ кА; $I_{\text{к2 max}}^{(3)} = 12$ кА, ток КЗ в конце самого протяженного присоединения $I_{\text{к1 min}}^{(3)} = 7$ кА, на выключателе $Q_{\text{н}}$ присоединения установлена МТЗ с уставками по току $I_{\text{сзп}} = 400$ А и по времени $t_{\text{сзп}} = 0,4$ с с независимой характеристикой срабатывания, трансформаторы $T1$ и $T2$ мощностью по $S_{1\text{р}} = 16$ МВ·А имеют регуляторы РПН с $\Delta U_{\text{РПН}} = \pm 16$ %, характер нагрузки общепромышленный, высоковольтных электродвигателей, подключенных к шинам ГПП, не имеется.

Решение. Распределение нагрузки по секциям шин 6 кВ неизвестно, поэтому для двухтрансформаторной подстанции принимается максимальный ток нагрузки каждой секции равным 0,7 номинального тока трансформатора:

$$I_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НН}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1466 \text{ А};$$

$$I_{\text{макс секц}} = 0,7 \cdot 1466 = 1026 \text{ А}.$$

1. Расчет тока срабатывания МТЗ секционного выключателя Q_c :

– по условию отстройки от тока самозапуска:

$$I_{\text{с.з.св}} = \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} K_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{макс секц}} = \frac{1,2}{0,96} 2,2 \cdot 1026 = 2822 \text{ А},$$

где $K_{\text{сзп}} = 2,2$;

– по условию согласования по чувствительности с защитой отходящей линии:

$$I_{\text{с.з.св}} = K_{\text{н.с}} (I_{\text{сзп}} + I_{\text{макс секц}}) = 1,1(400 + 1026) = 1569 \text{ А},$$

принимаем $I_{\text{с.з.св}} = 2822 \text{ А}$;

– чувствительности проверяется по минимальному току двухфазного КЗ:

– в основной зоне

$$K_{\text{ч.о}} = I_{\text{к2 min}}^{(2)} / I_{\text{с.з.св}} = 0,866 \cdot 8500 / 2822 = 2,6 > 1,5;$$

– в зоне резервирования

$$K_{\text{ч.р}} = I_{\text{к1 min}}^{(2)} / I_{\text{с.з.св}} = 0,866 \cdot 7000 / 2822 = 2,1 > 1,2;$$

– уставка МТЗ по времени:

$$t_{\text{с.з.св}} = t_{\text{сзп}} + \Delta t = 0,4 + 0,3 = 0,7 \text{ с}.$$

2. Расчет уставки МТЗ ввода 6 кВ.

Через выключатель ввода и трансформатор в результате успешной работы АВР проходит сумма токов нагрузки одной секции и самозапуска другой, поэтому по условию отстройки от тока самозапуска:

$$I_{\text{с.з.в}} = \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} (K_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{макс св}} + I_{\text{макс св}}) = \frac{1,2}{0,96} (2,2 \cdot 1026 + 1026) = 4104 \text{ А};$$

– по условию согласования с защитой СВ:

$$I_{с.з.В} = K_{н.с} (I_{с.з.СВ} + I_{\max \text{ секц}}) = 1,1(2822 + 1026) = 4233 \text{ А},$$

принимаем $I_{с.з.СВ} = 4233 \text{ А}$;

– чувствительность защиты в основной зоне

$$K_{ч.о} = 0,866 \cdot 8500 / 4233 = 1,7 > 1,5,$$

в зоне резервирования

$$K_{ч.р} = 0,866 \cdot 7000 / 4233 = 1,43 > 1,2;$$

– уставка защиты по времени $t_{с.з.В} = 0,7 + 0,3 = 1 \text{ с}$.

3. Расчет уставки МТЗ трансформатора:

– расчетный режим по отстройке от тока самозапуска – подача напряжения на трансформатор, питающий одновременно обе секции (ремонтный режим подстанции):

$$I_{с.з.тр \text{ НН}} = \frac{K_{н}}{K_{в}} K_{сзп} \cdot 2I_{\max \text{ секц}} = \frac{1,2}{0,96} 2,2 \cdot 2 \cdot 1026 = 5643 \text{ А}.$$

Этот же ток срабатывания защиты, но приведенный к стороне ВН при минимальном коэффициенте трансформации трансформатора за счет действия переключателя РПН:

$$I_{с.з.тр \text{ ВН}} = I_{с.з.тр \text{ НН}} \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН ср}} (1 - \Delta U_{\text{РПН}})} = 5643 \frac{6,3}{115(1 - 0,16)} = 368 \text{ А};$$

– по условию согласования с защитой ввода 6 кВ с учетом изменения коэффициента трансформации:

$$\begin{aligned} I_{с.з.тр \text{ ВН}} &= K_{н.с} (I_{с.з.В} + I_{\text{нагр } 35 \text{ кВ}}) \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН ср}} (1 - \Delta U_{\text{РПН}})} = \\ &= 1,2(4233 + 0) \frac{6,3}{115(1 - 0,16)} = 332 \text{ А}. \end{aligned}$$

Принимаем ток срабатывания защиты 368 А. Уставка защиты по времени: $t_{с.з.тр} = 1 + 0,4 = 1,4 \text{ с}$.

Проверка чувствительности защиты трансформатора производится по минимальному току КЗ на шинах 6 кВ, приведенному к сто-

роне ВН при максимальном реально возможном коэффициенте трансформации за счет РПН:

$$I_{к2 \min \text{ВН}}^{(3)} = I_{к2 \min \text{НН}}^{(3)} \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН max}}} = 8500 \frac{6,3}{126} = 425 \text{ А.}$$

Учитывая, что ТТ на стороне ВН соединены в звезду, то коэффициент чувствительности составит:

$$K_{\text{ч}} = I_{к2 \min \text{ВН}}^{(3)} / I_{\text{с.з.тр ВН}} = 425 / 368 = 1,15 < 1,2.$$

Так как чувствительность защиты трансформатора недостаточна, то необходимо применить МТЗ с пуском по минимальному напряжению, причем пусковой орган минимального напряжения выполняется общим для защит на сторонах ВН и НН, а уставку его можно принять без расчета равным $0,6U_{\text{ном}}$. В данном случае уставки защит по току выбираются только по условию согласования их по чувствительности, а функцию отстройки защит от тока самозапуска выполняет пусковой орган минимального напряжения и коэффициент самозапуска принимается равным единице.

В соответствии с вышеприведенным расчетом ток срабатывания МТЗ СВ выбирается $I_{\text{с.з.св}} = 1569 \text{ А}$.

Уставка по току защиты ввода 6 кВ:

$$I_{\text{с.з.в}} = 1,1(1569 + 1026) = 2855 \text{ А.}$$

Уставка по току защиты трансформатора:

$$I_{\text{с.з.тр ВН}} = 1,2 \cdot 2855 \frac{6,3}{115(1 - 0,16)} = 223 \text{ А.}$$

Проверка чувствительности защит:

- защита СВ $K_{\text{ч.о}} = 0,87 \cdot 8500 / 1569 = 4,7$;
- защита ввода $K_{\text{ч.о}} = 0,87 \cdot 8500 / 2855 = 2,5$;
- защита трансформатора $K_{\text{ч}} = 425 / 223 = 1,9$.

По времени остаются ранее выбранные уставки защит.

Если по условию данного примера к шинам подстанции (рис. 9.19) подключены два электродвигателя типа СТД-4000 с $U_{\text{ном}} = 6,1 \text{ кВ}$, $I_{\text{ном}} = 430 \text{ А}$ и $K_{\text{п}} = 6,7$ (самозапуск электродвигателя предусмотрен), то расчет уставок МТЗ ввода 6 кВ следующий.

Сопротивление заторможенного одного электродвигателя:

$$x''d = 6100 / (\sqrt{3} \cdot 430 \cdot 6,7) = 1,22 \text{ Ом.}$$

Максимальный ток сторонней нагрузки:

$$I_{н.сум} = 2052 - 2 \cdot 430 = 1192 \text{ А.}$$

Сопротивление сторонней нагрузки:

$$x_{н.сум} = 6300 / (\sqrt{3} \cdot 1192) = 3,05 \text{ Ом.}$$

Эквивалентное сопротивление при самозапуске двух электродвигателей:

$$x_{эк} = \frac{x''d \cdot Kx_{нагр.сум}}{x''d + Kx_{нагр.сум}} = \frac{0,61 \cdot 0,8 \cdot 3,05}{0,61 + 0,8 \cdot 3,05} = 0,49 \text{ Ом.}$$

Ток самозапуска в максимальном режиме системы при сопротивлении системы и трансформатора $x_{НН \min} = 0,3 \text{ Ом}$:

$$I_{сзп \max} = 6300 / [(\sqrt{3}(0,3 + 0,49))] = 4610 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты ввода

$$I_{с.з} = 4610 \cdot 1,2 / 0,96 = 5763 \text{ А.}$$

Как и в предыдущем случае, чувствительность защиты будет недостаточная, поэтому применяем МТЗ с пуском по минимальному напряжению с той же уставкой $I_{с.з} = 2855 \text{ А}$.

Однако в данном случае необходимо рассчитать уставку пускового органа минимального напряжения.

Минимальное остаточное напряжение на шинах при самозапуске:

$$U_{\min} = \frac{1,05U_{ном} \cdot x_{эк}}{x_{НН \min} + x_{эк}} = \frac{1,05U_{ном} \cdot 0,49}{0,3 + 0,49} = 0,65U_{ном}.$$

Тогда

$$U_{с.з} = U_{\min} / (K_H \cdot K_B) = 0,65U_{ном} / (1,1 \cdot 1,04) = 0,57U_{ном},$$

где K_B – коэффициент возврата реле минимального напряжения.

Расстановка защит на трехобмоточных трансформаторах. На трансформаторах с расщепленными обмотками НН (обычно 6, 10 кВ) по условию селективности (при КЗ на шинах или на ВЛ НН) в цепи каждой обмотки, питающей соответствующую секцию шин, достаточно установить МТЗ ввода (рис. 9.20) с двумя токовыми реле, подключенными к ТТ, соединенным по схеме неполной звезды.

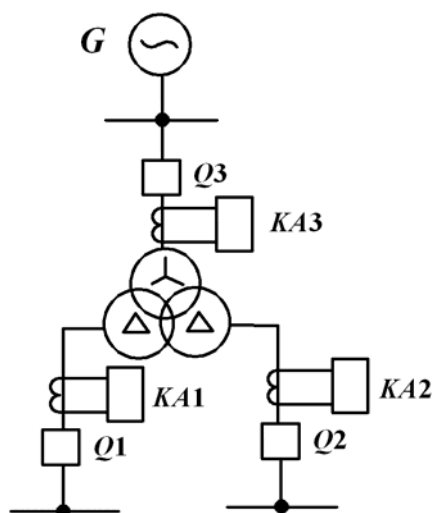


Рис. 9.20. Размещение МТЗ на сторонах ВН и НН двухобмоточного понижающего трансформатора с расщепленными обмотками

Для повышения надежности защиты стороны НН, расположенные в шкафах КРУ выключателей вводов 6, 10 кВ, с первой выдержкой времени действуют на отключение своих выключателей ($Q1$ и $Q2$), а со второй (большей на ступень селективности) – на отключение выключателя ВН ($Q3$).

Максимальная токовая защита на стороне ВН действует на выходные промежуточные реле РЗ трансформатора с выдержкой времени, равной второй выдержке времени МТЗ ответвлений к секциям I (II) шин 6, 10 кВ. Таким образом, МТЗ стороны ВН осуществляет резервирование основных РЗ трансформатора и МТЗ стороны НН. Предусматривается автоматическое ускорение МТЗ вводов НН, установленных на ответвлениях к шинам НН, при включении соответствующего выключателя 6–10 кВ, благодаря чему ускоряется его отключение в случае подачи напряжения на поврежденные шины или случайно оставленные после ремонта заземления. Ускорение выполняется с выдержкой времени (0,3–0,5) с для отстройки от броска пускового тока. Ускорение вводится в работу сразу после включения выключателя ввода, затем через 1 с выводится.

Защита трехобмоточных понижающих трансформаторов при внешних КЗ должна обеспечивать селективное отключение только той обмотки трансформатора, которая непосредственно питает место повреждения. Так, при КЗ на шине III (рис. 9.21) должен отключиться выключатель $Q3$, обмотки трансформатора I и II должны остаться в работе.

На трехобмоточных трансформаторах с односторонним питанием (например, от шин *I*) на обмотках *II* и *III* устанавливаются самостоятельные комплекты МТЗ (*КА2* и *КА3* на рис. 9.21), действующие на соответствующие выключатели. На обмотке *I*, питающей трансформатор, устанавливается третий комплект МТЗ *КА1*, предназначенный для отключения трансформатора при КЗ в нем и резервирования МТЗ и выключателей обмоток *II* и *III*. Выдержка времени t_1 выбирается больше t_2 и t_3 . Токовые РЗ на сторонах НН и СН выполняются в двухрелейном исполнении и подключаются к ТТ, соединенным по схеме неполной звезды. Для увеличения защищаемой зоны *КА2* питается от ТТ, встроенных во втулки выключателей СН (35 кВ).

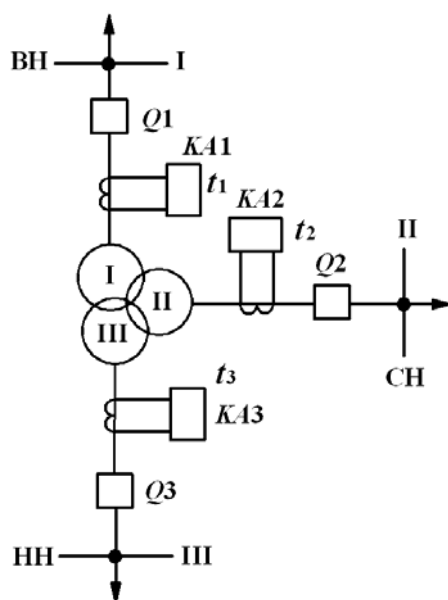


Рис. 9.21. Размещение МТЗ на сторонах ВН и НН трехобмоточных понижающих трансформаторов с односторонним питанием

Для выполнения защиты на трансформаторе с расщепленной обмоткой стороны НН вполне достаточно установки на стороне ВН и обеих сторонах НН двухэлементной токовой защиты. При этом для защиты трансформатора со схемой соединения Y/Δ реле (за исключением цифровых реле) на стороне ВН должны быть включены на три ТТ, собранных по схеме треугольника. Отсечка сторон НН используется в качестве логической защиты шин (см. гл. 7). Максимальная токовая защита используется в качестве максимальной защиты ввода, а дополнительный токовый орган обоих комплектов блокирует логическую ДЗТ трансформатора стороны ВН. На стороне

ВН максимальная защита выполняет свои функции, а ТО – логическую ДЗТ.

Для трехобмоточного трансформатора со стороны ВН необходимо применить трехфазную защиту, включенную на ТТ, собранные в звезду или треугольник. Обычно предпочтительна схема звезды, т. к. эта схема более чувствительна к КЗ на стороне НН трансформатора, собранной по схеме треугольника, обычно сопротивление трансформатора в сторону НН больше, чем в сторону СН и токи КЗ на стороне НН в процентном отношении меньше. На стороне НН и СН достаточно двухрелейной защиты. Вполне очевидно, что цифровые защиты, например, серии MiCOM P121–124, можно применить на всех трех сторонах трансформатора. Оставшиеся в этих устройствах ступени защиты можно использовать для сигнализации перегрузки, блокировки РПН, пуска автоматики охлаждения, также выполнять функцию ЗМН в схеме АВР секций шин.

9.6. Токовая отсечка трансформатора

Токовая отсечка – простая быстродействующая РЗ от повреждений в трансформаторе. Она может использоваться на трансформаторах мощностью до 4000 кВ · А. Зона действия отсечки ограничена, она не действует при витковых замыканиях и замыканиях на землю в обмотке, работающей на сеть с малым током замыкания на землю. Отсечка устанавливается с питающей стороны трансформатора и выполняется без выдержки времени.

На трансформаторах в сети с глухозаземленной нейтралью отсечка устанавливается в трех фазах, а в сети с изолированной нейтралью – в двух фазах. Ток срабатывания отсечки отстраивается от максимального тока КЗ при повреждении за трансформатором:

$$I_{с.з} = K_{отс} \cdot I_{к \max}, \quad (9.27)$$

где $K_{отс} = 1,25–1,5$ (последнее значение для реле типа РТ-90 и РТ-80). Кроме того, ТО должна отстраиваться от броска намагничивающего тока, однако уставка, выбранная по первому условию, как правило, больше.

В зону действия отсечки входят ошиновка, выводы и часть обмотки трансформатора со стороны питания. Токовая отсечка, являющаяся защитой от внутренних повреждений, должна отключать трансформатор со всех сторон, имеющих источники питания. Достоинством отсечки являются ее простота и быстродействие. Токовая от-

сечка в сочетании с МТЗ и газовой защитой обеспечивает надежную защиту трансформаторов малой мощности.

Коэффициент чувствительности ТО определяется по формуле (9.19), где $I_{к\ min}$ – минимальный ток КЗ при повреждении на выводах ВН трансформатора. Коэффициент чувствительности должен быть не менее 2.

9.7. Защита от перегрузки трансформатора

Трансформаторы допускают перегрузку в течение значительного времени. Поэтому при наличии оперативного персонала защита от перегрузки трансформатора действует на сигнал. При отсутствии оперативного персонала на объекте контроль за перегрузкой трансформатора может осуществляться средствами телемеханики. Защита от перегрузки на объектах без постоянного дежурного персонала может действовать на разгрузку или отключение (при невозможности ликвидации перегрузки другими средствами). Защита от перегрузки согласно [1] устанавливается на трансформаторах мощностью 400 кВ · А и более. Защита от перегрузки при симметричной нагрузке может осуществляться токовым реле, установленным в одной фазе.

Для обеспечения защиты от перегрузки всех обмоток трансформатора следует руководствоваться следующим размещением устройств сигнализации перегрузки:

- на двухобмоточных трансформаторах – с одной той или иной стороны;
- на трехобмоточных трансформаторах с обмотками одинаковой мощности – со стороны питания (обычно ВН). На трансформаторах с возможным питанием с двух сторон – со всех трех сторон;
- на трансформаторах, имеющих обмотки разной мощности, – со всех трех сторон.

Таким образом, для того чтобы охватить все возможные режимы и параметры трансформатора, целесообразно установить сигнализацию перегрузки на всех трех сторонах трехобмоточного трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

$$I_{сзп} = K_{отс} \cdot I_{ном} / K_{в},$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05; $I_{ном}$ – номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита, с

учетом регулирования на данной стороне, принимается равным номинальному току ответвления с наибольшим током; K_v – коэффициент возврата устройства, для реле РТ-40 коэффициент возврата принимается равным 0,85, для микропроцессорных защит может быть принят равным 0,96.

Время срабатывания защиты от перегрузки, во избежание ложных сигналов, должно превышать время работы защиты и восстановления нормального режима действием автоматики снижения пускового тока нагрузки до номинального. Общепринятая в энергосистемах выдержка времени равна 9 с. Она устанавливается одинаковой на всех устройствах сигнализации, не имеющих специальных требований к выдержке времени.

В состав специализированных микропроцессорных устройств защиты трансформаторов, а также вводов входят защиты от перегрузки, имеющие тепловую характеристику, включающую постоянные времени нагрева и охлаждения трансформатора. Таким образом, можно выполнить защиту от перегрузки, учитывающую предварительный нагрев трансформатора и максимально использующую его перегрузочную способность. Формулы, по которым производится расчет перегрузки, отличаются для цифровых реле разных типов.

Защита от перегрузки характеризуется, кроме константы нагрева T , также (равной ей по значению) константой охлаждения T_2 .

Действующие характеристики защиты от перегрузки определяются по формуле

$$t = 60T \log \frac{(I/I_b)^2}{(I/I_b)^2 - (\Delta T/\Delta T_{II})}, \quad (9.28)$$

где T – установленная на реле постоянная времени нагрева, выраженная в минутах; I_b – базисный ток реле, определенный как симметричный фазный ток в установившемся состоянии, принимается равным номинальному; ΔT – нагрев трансформатора в предшествующем режиме, принимаем равным 1; ΔT_{II} – нагрев при длительно допустимом токе нагрузки, который можно принять равным 1,1 номинального.

Защита от перегрузки характеризуется двумя степенями перегрузки $\Delta T >$ и $\Delta T \gg$, указываемыми в процентах от номинального ΔT_{II} .

Первая степень $\Delta T >$ должна быть использована для сигнализации или для разгрузки, вторая степень $\Delta T \gg$ действует на отключение выключателя.

Сброс ступеней $\Delta T >$ и $\Delta T \gg$ происходит при снижении нагрева трансформатора, однако можно мгновенно сбросить защиту от перегрузки, используя предназначенный для этой цели дискретный вход. Таким образом, трансформатор может продолжать работу в опасном режиме, или при отсутствии блокирующего сигнала отключаться от защиты.

Тепловая защита не требуется Правилами [1], однако может использоваться и действовать на разгрузку трансформатора или его отключение.

9.8. Токовая защита нулевой последовательности от однофазных коротких замыканий на стороне 0,4 кВ

Токовая защита нулевой последовательности устанавливается на трансформаторах с соединением обмотки НН в звезду с заземленной нейтралью. Измерительным органом защиты является одно максимальное реле тока KT_0 , включенное через трансформатор тока в нейтраль. В нормальном режиме работы трансформатора с симметричной нагрузкой в заземленной нейтрали проходит только ток небаланса, от которого рассматриваемая защита должна быть надежно отстроена. При КЗ на землю на шинах или в сети НН через заземленную нейтраль проходит ток однофазного КЗ ($I_k^{(1)} = 3I_0$), вызывающий срабатывание токовой защиты нулевой последовательности. По сравнению с МТЗ эта защита всегда имеет более высокую чувствительность к однофазным КЗ, поскольку ее не нужно отстраивать от сверхтоков при самозапусках и перегрузках, которые являются симметричными режимами и не сопровождаются появлением токов нулевой последовательности.

Защита нулевой последовательности устанавливается в соответствии с [1] в тех случаях, когда МТЗ на стороне ВН недостаточно чувствительна к однофазным КЗ на землю за трансформатором. Практически это имеет место на трансформаторах со схемой соединения обмоток Y/Y_0 , у которых $I_k^{(1)} \ll I_k^{(3)}$. На трансформаторах со схемой соединения обмоток Δ/Y_0 , для которых $I_k^{(1)} \ll I_k^{(3)}$ МТЗ на стороне ВН, как правило, имеет достаточную чувствительность к однофазным КЗ на выводах НН. Однако и на этих трансформаторах целесообразно устанавливать токовую защиту нулевой последовательности в качестве резервной для МТЗ трансформатора (ближнее резервирование), а так-

же защитных аппаратов элементов сети НН (далее резервирование). При применении реле УЗА-АТ или УЗА-10 для этой цели можно использовать свободный элемент $3I_0$, который можно подключить к нейтрали 0,4 кВ трансформатора. Расчет уставок состоит из выбора тока срабатывания защиты $I_{с.з}$ и времени срабатывания защиты $t_{с.з}$.

Ток срабатывания защиты выбирается по следующим условиям, обеспечивающим:

- несрабатывание (отстройку) от токов, которые могут проходить по заземленной нейтрали обмотки НН трансформатора при несимметричной нагрузке в нормальном режиме;

- согласование по току и по времени с защитами элементов, отходящих от шин НН;

- необходимые значения коэффициента чувствительности при однофазном КЗ в основной зоне действия (на шинах НН) и в зоне резервирования (на элементах сети НН при отказе их собственных защит).

Максимально допустимый в нормальном режиме ток в заземленной нейтрали обмотки НН для трансформаторов Y/Y_0 равен $0,25 I_{ном.тр}$, для трансформаторов Δ/Y_0 – $0,75 I_{ном.тр}$. Для обеспечения несрабатывания защиты при появлении таких токов в нейтрали ток срабатывания должен быть примерно в 1,5–2 раза выше:

$$I_{с.з} = (1,5-2)3I_{0 \text{ доп.}}$$

Согласование рассматриваемой защиты трансформатора с защитами элементов, отходящих от шин на стороне НН, согласно [1] не считается обязательным. Это объясняется тем, что выполнение условия согласования с защитными характеристиками автоматов и предохранителей относительно мощных элементов 0,4 кВ приводит к загромождению защиты трансформатора. Однако отсутствие согласования по чувствительности между последующей защитой трансформатора и предыдущими защитами отходящих элементов часто вызывает неселективное отключение питающего трансформатора при таких КЗ, когда защита предыдущего элемента оказывается недостаточно чувствительной. Наилучшие условия для согласования обеспечиваются в тех случаях, когда на относительно мощных элементах 0,4 кВ устанавливается дополнительная токовая защита нулевой последовательности без выдержки времени, действующая на отключение автомата. Такая защита предусматривается для электродвигателей 0,4 кВ, начиная от мощности 100 кВт. При токе срабатывания, выбранном только по первому условию, рассматриваемая защита всегда имеет достаточ-

ный коэффициент чувствительности при однофазных КЗ на шинах НН и, как правило, в зоне резервирования, если первичная схема сети НН создана с учетом требований дальнего резервирования.

Время срабатывания защиты нулевой последовательности от КЗ на землю выбирается по возможности минимальным. Если на элементах сети 0,4 кВ имеется дополнительная защита нулевой последовательности без выдержки времени, то защиты нулевой последовательности на вводах 0,4 кВ трансформатора могут иметь $t_{c.3} = 0,4$ с, а в нейтрали – на ступень селективности выше, т. е. 0,8 с.

9.9. Резервирование защит трансформатора

Практика эксплуатации защит трансформаторов показала, что эти защиты могут отказать независимо от того, выполнены ли эти защиты на постоянном или переменном оперативном токе. Может быть потерян источник оперативного тока – если это аккумуляторная батарея, то она единственная, а цепи защиты на переменном токе сходятся на один комплект катушек отключения, и эти цепи также могут быть повреждены. Как правило, защиты питающих линий не резервируют КЗ за трансформатором и повреждение на шинах НН отключится только после того, как КЗ перейдет на сторону ВН после повреждения питающих трансформаторов. Хотя такие случаи и не слишком частые, однако тяжесть последствий заставляет искать способы выполнения автономной защиты, не зависящей от состояния оперативного тока и аппаратов на подстанции. Для этой цели выпускается, например, микропроцессорное устройство типа ПУМА 3431.

Источником оперативного тока этого устройства должен быть ТТ, по возможности не имеющий длинных цепей, которые могут быть повреждены электрической дугой. Для этого устройство должно располагаться вблизи трансформатора и связываться с ТТ и отключаемым аппаратом короткими кабелями.

Устройство должно действовать на отдельный электромагнит отключения или на другой коммутационный аппарат. В качестве его при схеме «короткозамыкатель–отделитель» может применен отделитель. Безусловно, отделитель, при его отключении тока КЗ, будет поврежден возникающей дугой, но зато его отключение вызовет КЗ стороне ВН, которое почувствует защита питающей линии и отключит КЗ.

Учитывая изложенное выше, разработано устройство защиты типа ПУМА 3431. Устройство выполнено для наружной установки и располагается непосредственно на ОРУ. Оно подключается короткими кабелями к ТТ, встроенным в трансформатор со стороны ВН. Ис-

точником оперативного тока является энергия конденсатора, заряжающегося от тока защищаемого трансформатора. Потребление тока для заряда конденсаторов невелико и эти ТТ можно одновременно использовать для питания других защит, хотя для надежности лучше использовать отдельный комплект ТТ.

Устройство поочередно действует на включение короткозамыкателя и отключение отделителя. Для отключения выключателя с электромагнитным приводом, имеющего один соленоид отключения, предусмотрена диодная развязка, позволяющая подключить реле совместно с другими защитами на один соленоид отключения.

Если в результате первого срабатывания аппарат не отключится, то после повторного заряда конденсатора устройство опять подействует, и так будет продолжаться до тех пор, пока не исчезнет ток КЗ и защита не вернется в исходное состояние.

Изменение уставок устройства, учитывая ее наружную установку, производится не переключением перемычек, а пайкой.

Выбор уставок резервной защиты ПУМА 3431. Ток срабатывания резервной защиты согласовывается с током срабатывания максимальной защиты трансформатора:

$$I_{c.3 PЗТ} = 1,1 \cdot I_{c.3 МТЗ}. \quad (9.29)$$

Проверка достаточности тока для заряда конденсаторов не производится, т. к. его хватает при любой уставке по току реле.

Выдержка времени на включение короткозамыкателя, принимается на ступень большей МТЗ стороны ВН, для учета возможной погрешности реле:

$$t_{c.3 PЗТ} = t_{c.3 МТЗ} + \Delta t, \quad (9.30)$$

где $\Delta t = 0,5$ с – ступень селективности.

Выдержка времени на отключение отделителя выбирается таким образом, чтобы обеспечить отключение питающей линии, если сработает ее защита, до отключения под током отделителя.

Первое условие. Должны успеть включиться короткозамыкатель действием штатной МТЗ трансформатора и отключиться питающая линия действием ее защиты до того, как отключится отделитель:

$$t_{c.3 PЗТ} = t_{c.3 МТЗ} + t_{вкл КЗ} + t_{c.3 PЗ} + \Delta t,$$

где $t_{вкл КЗ}$ – время включения короткозамыкателя можно принять равным 0,3 с; $t_{c.3 PЗ}$ – время срабатывания защиты питающей линии, чувствующей ток включения короткозамыкателя; $\Delta t = 0,5$ с – время запаса.

Второе условие. Если короткозамыкатель не включился, то вторая ступень должна переждать работу наиболее чувствительной защиты питающей линии и после этого отключить отделитель:

$$t_{с.з. РЗТ} = t_{с.з.чув РЗ} + \Delta t,$$

где $t_{с.з.чув РЗ}$ – уставка защиты питающей линии с наибольшей выдержкой времени; $\Delta t = 0,5$ с – время запаса.

Выбирается уставка по времени наибольшей величины.

Для схемы подстанции с подключением трансформатора через выключатель (отпайка) – реле действует на отключение того же выключателя, что и основная защита трансформатора:

$$t_{с.з. РЗТ} = t_{с.з. МТЗ} + \Delta t.$$

9.10. Примеры расстановки цифровых защит на трансформаторах

Двухобмоточный понижающий трансформатор. На рис. 9.22 показана расстановка защит трансформатора, выполненная на реле MiCOM P124 на вводах ВН и P122 – на вводе НН. Дифференциальная защита трансформатора выполнена на реле MiCOM P632. Газовая защита подключается на дискретный вход устройства MiCOM P124.

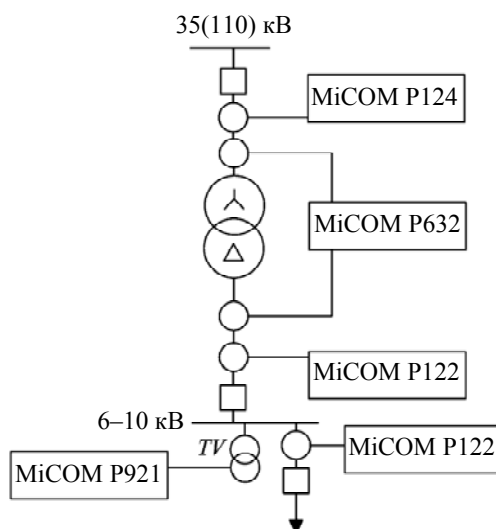


Рис. 9.22. Расстановка защит на понижающем двухобмоточном трансформаторе

Для ввода ВН во всех случаях целесообразно применить устройство MiCOM P124, имеющее автономное питание, независящее от на-

личия оперативного тока на подстанции. Дополнительные токовые органы, входящие в состав MiCOM P632, используются для дублирования резервных защит, а свободные токовые органы – для блокировки РПН, сигнализации перегрузки, автоматики охлаждения и т. д. Распределение функций цифровых реле приведены в табл. 9.3. Взамен MiCOM P921 может быть использовано MiCOM P922, при этом появляется возможность выполнить блокировку МТЗ дополнительно по напряжению обратной последовательности.

Таблица 9.3

Распределение функций

Тип цифрового реле	Основные функции цифрового реле	Дополнительные функции цифрового реле
MiCOM P124 включен на ТТ выключателя со стороны ВН. Токовые органы защиты нулевой последовательности могут быть включены на фазный ток ТТ и использоваться для пуска охлаждения и блокировки РПН	Первая ступень – ТО, отстроена от КЗ на стороне НН. Вторая ступень – выполнена без выдержки времени и блокируется устройством защиты стороны НН. Третья ступень – обычная МТЗ с выдержкой времени	Дублирующая логическая ДЗТ*. Дублирует вторую ступень на случай отказа цепей блокировки второй ступени. Обеспечивает резервирование защит при потере на ПС постоянного оперативного тока
MiCOM P632 целесообразно включить на ТТ, встроенные на стороне ВН трансформатора и ТТ выключателя стороны НН	Продольная ДЗТ повышенной чувствительности	–
MiCOM P122 включен на ТТ выключателя со стороны НН	Первая ступень выполнена без выдержки времени и блокируется устройствами защиты отходящих фидеров. Вторая ступень выполняется с выдержкой времени селективной с фидерами. Третья ступень – защита от перегрузки трансформатора	Логическая ДЗ шин. Дублирует вторую ступень на случай отказа цепей блокировки
MiCOM P921 включен на ТН стороны НН	Может быть использована для блокировки защит трансформатора по напряжению	–

* Для отстройки от броска $I_{\text{нам}}$ уставка ступени с логической блокировкой у реле MiCOM должна составить не менее $2I_{\text{н}}$, при ее выполнении без выдержки времени.

Понижающий трехобмоточный трансформатор. При использовании реле MiCOM (рис. 9.23) защита трансформатора выполняется на реле MiCOM P124 на вводе ВН, P122 на вводах НН и P124 на вводе СН. Дифференциальная защита трансформатора выполнена на реле MiCOM P633. Газовая защита подключается на дискретный вход первого устройства MiCOM P122.

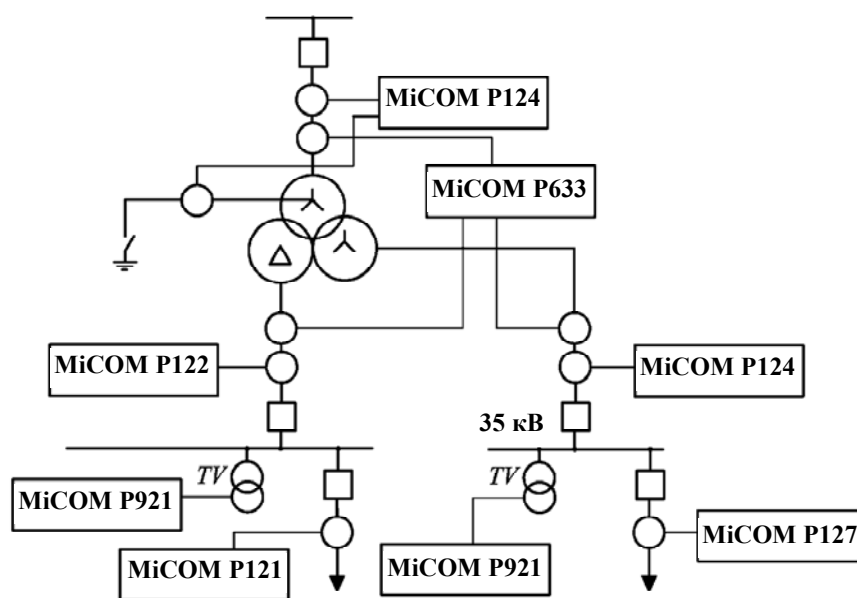


Рис. 9.23. Расстановка защит на трехобмоточном трансформаторе

Взамен MiCOM P122 могут быть использованы реле MiCOM P123. Для ввода ВН во всех случаях целесообразно применить устройство MiCOM P124, имеющее автономное питание и независящее от наличия оперативного тока.

Предусматривается возможность резервного питания по стороне СН. В этом режиме нейтраль трансформатора должна быть заземлена. Защиты трансформатора и отходящих линий выполнены целиком на реле серии MiCOM. Дифференциальная защита трансформатора выполнена на реле MiCOM P633. На вводах СН и НН установлена защита MiCOM P122, ВН и СН – P124. Газовая защита подключается на дискретный вход устройства MiCOM P122 стороны ВН и должна действовать на MiCOM P122 и P124 сторон НН и СН. Для выполнения ЗЗ стороны ВН, в режиме питания трансформатора со стороны СН, используется ТТ со стороны нейтрали трансформатора, подключенный к устройству MiCOM P124 стороны ВН.

Защита линии 35 кВ, которая может быть питающей, выполнена направленной с помощью устройства MiCOM P127.

Указанной аппаратурой не исчерпывается возможный перечень цифровых реле. Номенклатура фирм производителей значительно шире. Исходя из конкретных требований к защите, автоматике и управлению можно подобрать и другую аппаратуру, часто более простую и дешевую.

9.11. Автоматика трансформаторов

Автоматическое повторное включение трансформаторов. На однострансформаторных подстанциях с односторонним питанием при отключении трансформатора электроснабжение потребителей прекращается. Для повышения надежности электроснабжения потребителей предусматривают автоматическое повторное включение трансформатора после его аварийного отключения. Иногда устройства АПВ устанавливают на подстанциях с двумя трансформаторами, работающими параллельно. Пуск устройства АПВ обычно выполняют так, чтобы исключить включение трансформатора при внутренних повреждениях, которые, как правило, не самоустраняются. При всех внутренних повреждениях, как известно, срабатывает газовое реле. Поэтому целесообразно пуск устройства АПВ производить при всех аварийных отключениях трансформатора, но запрещать его повторное включение при срабатывании газового реле. При этом в действие устройства АПВ вводится некоторое замедление, которое исключает повторное включение трансформатора при внутренних КЗ, сопровождающихся бурным газообразованием, когда отключающий элемент газового реле срабатывает раньше, чем срабатывает его сигнальный элемент. В остальном требования к устройству АПВ и схемы его осуществления аналогичны рассмотренным ранее для линий.

Автоматическое включение резервного трансформатора. Устройства АВР широко применяются не только для автоматических включений линий, но и для трансформаторов. Схемы подстанций и распределительных пунктов выполняются так, что при наличии двух и более трансформаторов шины НН секционируют. Каждый трансформатор подключается к своей секции шин. В нормальном режиме СВ отключен. В такой схеме при аварийном отключении одного из трансформаторов электроснабжение потребителей сохраняется благодаря автоматическому включению СВ устройством АВР.

Автоматическое отключение и включение одного из параллельно работающих трансформаторов необходимо для уменьшения потерь энергии.

В процессе эксплуатации нагрузка параллельно работающих трансформаторов не остается постоянной. При ее снижении может ока-

заться целесообразным один из трансформаторов отключить, а при восстановлении нагрузки включить снова. Это диктуется желанием иметь минимальные потери электроэнергии в трансформаторах. Отключение и включение трансформатора можно производить автоматически.

На рис. 9.24 показана схема устройства автоматики с двумя токовыми пусковыми органами: минимальным $1KA$ и максимальным $2KA$. Токовые реле включены на сумму токов $(I_1 + I_2)$ параллельно работающих трансформаторов (рис. 9.24, а).

При полной нагрузке трансформаторов оба реле тока держат свои контакты разомкнутыми. Снижение суммарной нагрузки до критической величины ($I_{кр} = (0,6-0,8)I_{ном}$) вызывает срабатывание минимального пускового органа тока $1KA$ и его контакт замыкает цепь обмотки промежуточного реле $1KL$ (рис. 9.24, б). Это реле при срабатывании своим контактом $1KL_1$ разрывает цепь обмотки реле $2KL$, контактом $1KL_2$ приводит в действие реле времени KT и контактом $1KL_3$ подготавливает цепь на отключение выключателей одного из трансформаторов. По истечении заданной выдержки времени замыкается контакт реле времени KT в цепи обмотки промежуточного реле $3KL$, а последнее, срабатывая, отключает трансформатор.

При увеличении нагрузки выше критической срабатывает максимальный пусковой орган тока $2KA$ и приходят в действие реле $2KL$, KT и $4KL$: трансформатор включается. В схеме автоматики реле $1KL$ и $2KL$ имеют взаимную блокировку. Этим исключается возможное одновременное действие автоматики на отключение и на включение.

Устройство автоматики с помощью реле $5KL$ выводится из работы при отключении того или иного из выключателей трансформаторов ключом управления, средствами телемеханики или РЗ. При этом цепь обмотки этого реле замыкается контактами реле ПВ (реле положения «включено»), фиксирующими положение выключателей трансформаторов. Автоматика вводится в действие только при включении всех четырех выключателей.

Токи срабатывания пусковых органов определяются из следующих соотношений:

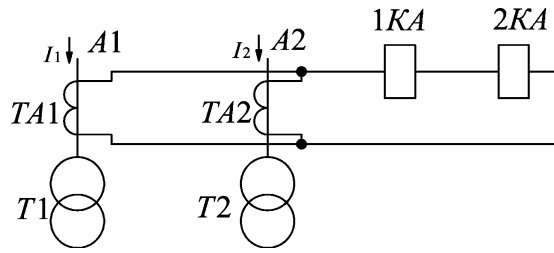
– для реле $1KA$:

$$I_{cp1} = I_{кр} / K_{зап} \cdot K_I;$$

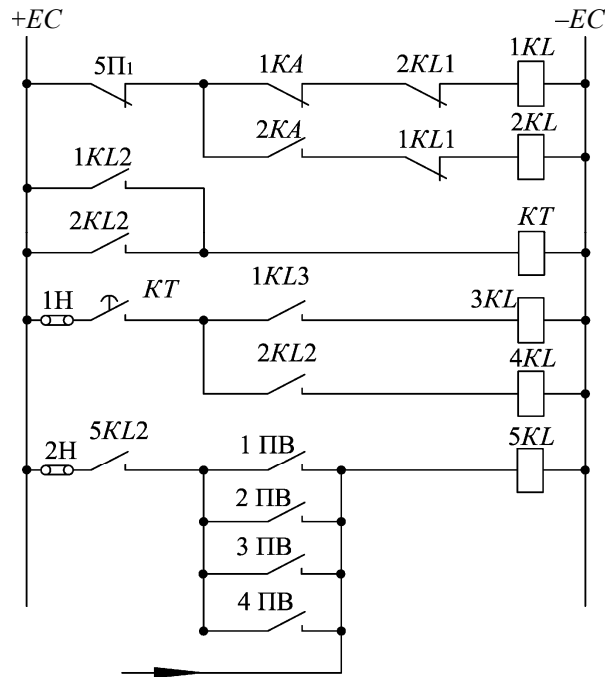
– для реле $2KA$:

$$I_{cp2} = K_{зап} \cdot I_{кр} / K_I,$$

где коэффициент $K_{зап} = 1,05-1,1$.

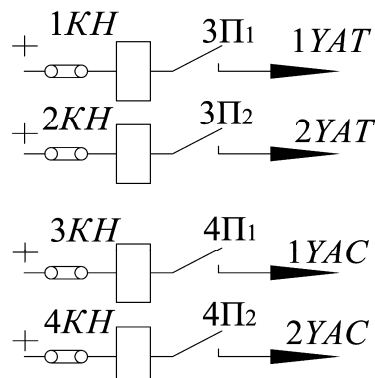


a)



От защиты, ключей управления и телемеханики

б)



в)

Рис. 9.24. Схема устройства автоматического отключения и включения трансформаторов для уменьшения потерь электроэнергии: а – токовые цепи; б – цепи автоматики; в – цепи включения и отключения выключателей

В качестве пусковых органов в схеме автоматики необходимо использовать реле с высоким коэффициентом возврата ($K_B = 0,9-0,95$).

Для исключения одновременного срабатывания реле $1KA$ и $2KA$ необходимо выполнить следующие условия:

$$I_{cp1} < I_{вр2} \quad \text{и} \quad I_{вр1} < I_{cp2},$$

где $I_{вр2} = K_B \cdot I_{cp2}$ и $I_{вр1} = I_{cp1} / K_B$.

Выдержка времени реле KT принимается равной 3–5 с. Возможны и другие принципы выполнения устройства отключения и включения трансформатора, например, в соответствии с заданной программой, разработанной на основе действительного графика нагрузки.

Автоматическая разгрузка трансформаторов. В условиях эксплуатации из-за изменения схемы электроснабжения (отключение параллельно работающего трансформатора, действие АВР и т. п.) трансформатор может перегрузиться сверх допустимой величины. На обслуживаемых подстанциях разгрузку трансформатора может осуществить дежурный персонал, а на автоматизированных подстанциях эта операция возлагается на устройство автоматической разгрузки.

Принцип действия такой же, как принцип действия защиты от перегрузки. При этом вместо обычного реле времени используется многопозиционное реле, имеющее несколько контактов и позволяющее регулировать выдержку времени до 10 мин и более. При действии автоматики потребители отключаются ступенями. Выдержка времени первой ступени принимается равной 5–10 мин. Если перегрузка трансформатора при этом не устраняется, то пусковой орган остается в сработавшем состоянии и автоматика продолжает отключать потребителей других ступеней с выдержкой времени на 30 с выше предыдущей.

При определении величины отключаемой нагрузки исходят из того, чтобы с оставшейся нагрузкой трансформатор мог работать 1,5–2 ч. За это время обслуживающий персонал примет меры по разгрузке трансформатора.

Ток срабатывания токового пускового органа принимают порядка $(1,3-1,4)I_{ном.тр}$.

Автоматическое регулирование напряжения трансформаторов. Автоматическое регулирование производится за счет автоматического изменения коэффициента трансформации трансформаторов.

Нормальная работа электроприемников обеспечивается при определенной величине напряжения. Отклонение напряжения в ту или

иную сторону приводит к снижению качества продукции, сокращению срока службы электротехнического оборудования, повышению его повреждаемости и т. д. Этим определяется необходимость поддерживать напряжение у потребителя на заданном уровне. Требуемые условия и экономичность всей системы электроснабжения наиболее полно обеспечиваются при автоматическом регулировании напряжения. При наличии на подстанциях и в трансформаторных пунктах трансформаторов, снабжаемых устройствами для регулирования под нагрузкой (РПН), появляется возможность регулировать напряжение путем переключения числа витков одной из обмоток трансформатора без его отключения. Обычно переключающее устройство располагают на стороне ВН.

Схемы автоматического регулирования напряжения на подстанциях изменением коэффициента трансформации трансформаторов применяются практически на всех трансформаторах, оснащенных устройствами РПН. Согласно требованиям ПТЭ все трансформаторы должны работать с введенной автоматикой РПН, а отказ от применения автоматики должен быть обоснован. Причиной отказа может быть неисправность РПН, толчковая нагрузка, приводящая к недопустимо частому переключению РПН, исчерпание ресурса переключателя, необходимость его ревизии или замены масла.

Электромоторный привод РПН предназначен для ступенчатого переключения отпайек обмоток трансформатора. Привод обеспечивает следующие режимы управления:

- местное (кнопками на приводе);
- дистанционное (ключом со щита управления);
- автоматическое (устройством АРНТ);
- ручное (механическое переключение при помощи рукоятки на приводе).

Ручное управление РПН применяется при его наладке, при отсутствии питающего напряжения или при неисправности электромоторного привода. Из условий безопасности персонала, ручное управление приводом РПН под напряжением запрещается.

Чаще всего привод РПН имеет 9 или 19 ступеней регулирования. Как правило, переключаются отпайки обмотки ВН, тогда максимальному количеству витков, т. е. минимальному напряжению, соответствует «1-е» положение привода РПН, а минимальному количеству витков и максимальному напряжению соответствует «*n-е*». У двухобмоточных трансформаторов напряжением 110/10 кВ

подстанций «глубокого ввода» «1-е» положение привода РПН соответствует максимальному напряжению, а «n-е» – минимальному. Текущее положение РПН определяется по лимбу указателя положения на приводе или по электрическому указателю положения на щите управления. При получении команды «Прибавить» («Убавить») привод РПН начинает переключение, при этом замыкаются контакты контроллера, обеспечивающие переключение на одну ступень.

Основными характеристиками системы автоматического регулирования являются:

– *ступень регулирования* $U_{ст}$ – напряжение между двумя ответвлениями (линии 1 и 2, рис. 9.25), выраженное в процентах от номинального напряжения обмотки. В зависимости от типа трансформатора ступень регулирования составляет 1,25–2,5 %;

– *зона нечувствительности* ΔU – некоторый диапазон изменения напряжений, при котором не происходит срабатывание автоматического регулятора напряжения. Зону нечувствительности выражают в процентах по отношению к номинальному напряжению. Для исключения ненужных срабатываний регулятора зона нечувствительности должна быть больше ступени регулирования;

– *точность регулирования* – величина, равная половине зоны нечувствительности;

– *выдержка времени* исключает действие регулятора при кратковременных отклонениях напряжения;

– *уставка регулятора* – величина напряжения, которую должен поддерживать регулятор.

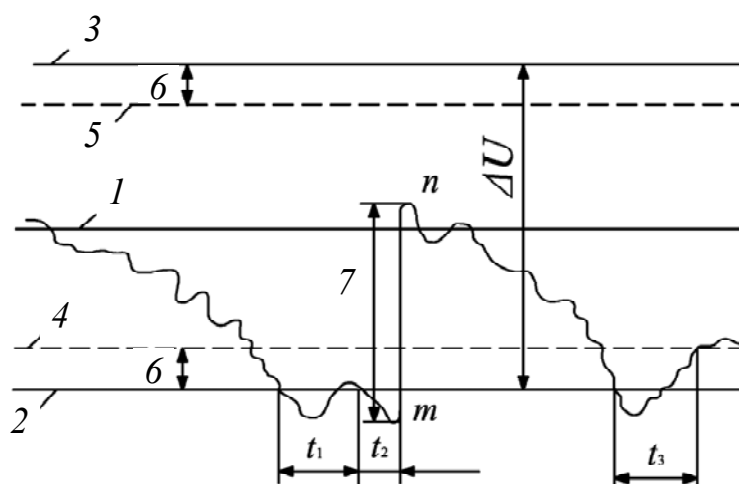


Рис. 9.25. Упрощенное изображение процесса регулирования напряжения

Процесс регулирования схематически показан на рис. 9.25. Линией 1 обозначена уставка регулятора, а линиями 2 и 3 – границы зоны нечувствительности ΔU , которые определяют значения напряжения, при которых регулятор приходит в действие. Как следует из рис. 9.25, требуемое значение напряжения (прямая 1) поддерживается с точностью, равной $\pm \Delta U/2$. В общем случае регулятор имеет коэффициент возврата, отличающийся от единицы. На рис. 9.25 значения напряжения возврата изображены штриховыми прямыми 4 и 5.

Регулятор после срабатывания будет действовать до тех пор, пока напряжение на его входе находится в пределах зоны б. Переключение ответвлений произойдет, если время действия регулятора окажется не меньше его выдержки времени t_1 и времени действия приводного механизмов t_2 вместе взятых.

При этом напряжение из точки m скачкообразно повысится до точки n , т. е. увеличится на величину ступени регулирования 7. Во втором случае переключение не произошло, т. к. $t_3 < t_1 + t_2$. Выдержка времени t_1 обычно принимается равной 40–60 с.

Очевидно, что увеличение зоны б будет приводить к более частым, и, в ряде случаев, совершенно необоснованным переключениям. Поэтому применять электромагнитные реле напряжения с низким коэффициентом возврата в качестве измерительных органов регулятора нежелательно. В этом отношении более совершенными являются регуляторы, выполненные на бесконтактных элементах.

Устройства АРТ-1Н и АРН-1М неисправность привода РПН не выявляют. Для исключения опасного повышения (понижения) напряжения при неисправности привода РПН необходимо предусматривать специальную защиту, действующую на его остановку путем отключения питающего напряжения. Защита может быть выполнена как отдельное устройство или же входить в состав устройства АРНТ, как, например, у микропроцессорного АРН-01 производства фирмы «Энергомашвин». Признаком неисправности привода РПН может быть ненормальное повышение (понижение) напряжения, отсутствие паузы между циклами и т. д.

Устройство автоматического регулирования напряжения трансформатора (АРНТ), например, типа АРТ-1Н, предназначено для автоматического управления электроприводами переключателя отпаяк на обмотках силового трансформатора (РПН) импульсным или непрерывным сигналом. Автоматическое регулирование напряжения трансформатора имеет возможность выполнения внешнего изменения

уставки по напряжению, контроля исправности тракта регулирования и электроприводов РПН, блокировки и сигнализации при их неисправности, группового регулирования несколькими приводами РПН, контроля и блокировки при рассогласовании РПН параллельно работающих трансформаторов.

Структурная схема устройства АРНТ представлена на рис. 9.26. Она содержит три основных функциональных звена: тракт регулирования с двумя каналами управления («Убавить» – на понижение напряжения, «Прибавить» – на повышение напряжения); блок управления и контроля БУК; генератор тактовых импульсов ГТИ с элементом изменения периода следования тактовых импульсов.

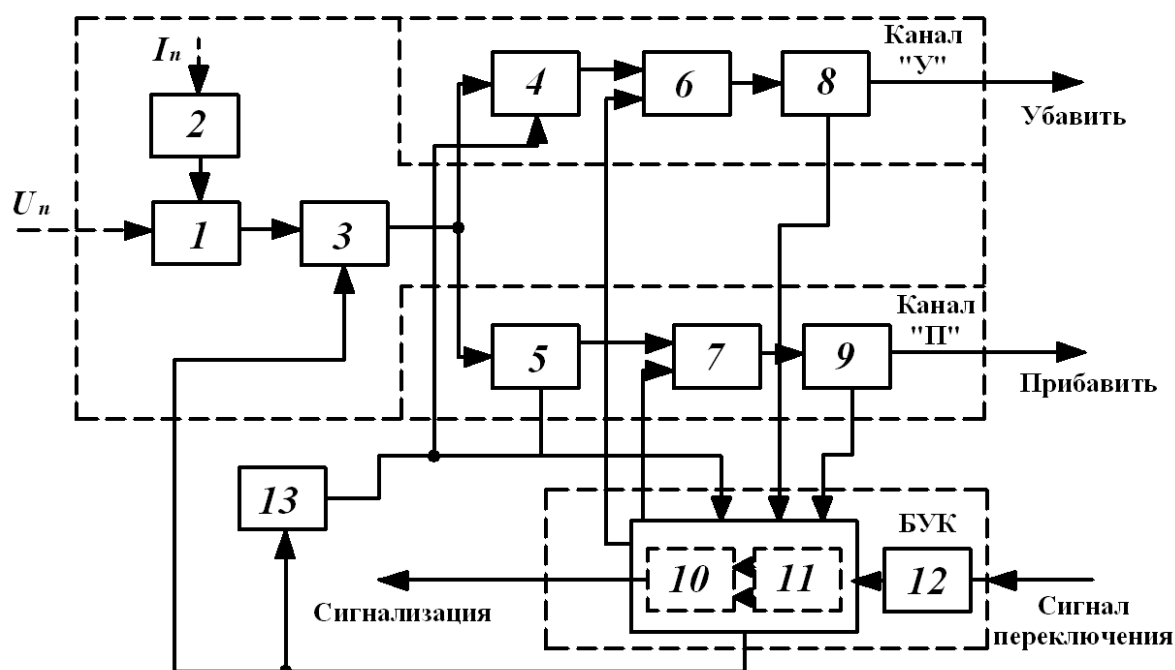


Рис. 9.26. Структурная схема автоматического регулятора напряжения, устанавливаемого на трансформаторах

В состав тракта регулирования входят следующие элементы: сумматор 1, датчик тока 2, элементы формирования и изменения зоны нечувствительности и уставки АРНТ, измерения и разделения каналов с преобразователями 3; элементы времени 4 и 5; элементы запрета 6 и 7, исполнительные элементы 8 и 9.

Контролируемое напряжение U_k вырабатывается в сумматоре 1, входное напряжение U_n суммируется с напряжением $U_{мк}$ от датчика тока 2 (осуществляется токовая компенсация). Благодаря токовой

компенсации обеспечивается так называемое «встречное регулирование», необходимое для поддержания напряжения на шинах у потребителя. Без токовой компенсации АРНТ поддерживал бы постоянным напряжение в том месте, где он установлен, т. е. на шинах питающей подстанции. Напряжение на шинах потребителя $U_{\text{потр}}$ отличается от напряжения на шинах НН питающей подстанции $U_{\text{п}}$ на величину падения напряжения в линии и будет изменяться при изменении тока нагрузки, проходящего по линии – $I_{\text{нагр}}$ (рис. 9.28).

Чем больше ток нагрузки, проходящий по линии $W2$, тем ниже окажется напряжение у потребителя. Для того чтобы поддерживать постоянным напряжение у потребителя, измерительный орган АРНТ и дополняется токовой компенсацией (рис. 9.27).

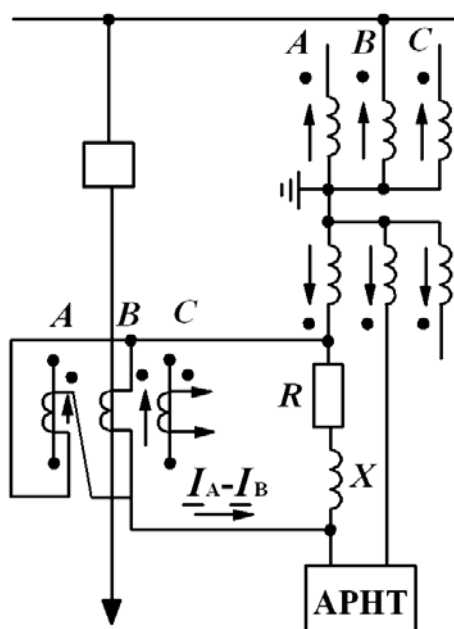


Рис. 9.27. Схема подключения токовой компенсации к измерительному органу АРНТ

При включенной токовой компенсации (сопротивления R и X на рис. 9.27) к измерительному органу АРНТ будет подаваться напряжение, равное:

$$U_{\text{пер}} = \frac{U_{\text{н}}}{K_I} - \frac{I_{\text{нагр}}}{K_I} Z_{\text{т.к}},$$

где $Z_{\text{т.к}}$ – сопротивление токовой компенсации; K_I , K_U – коэффициенты трансформации ТТ и напряжения соответственно.

$$U_{\text{потр}} = U_{\text{п}} - I_{\text{нагр}} \cdot Z_{\text{п}},$$

где $Z_{\text{п}}$ – сопротивление линии Л2.

Если с учетом коэффициентов трансформации тока и напряжения выбрать сопротивление таким, чтобы удовлетворялось соотношение

$$Z_{\text{п}} = Z_{\text{т.к}} \frac{K_U}{K_I},$$

то можно записать, что напряжение, подаваемое на регулятор, равно:

$$U_{\text{рег}} \cdot K_U = U_{\text{п}} - I_{\text{нагр}} \cdot Z_{\text{п}}.$$

Следовательно, на измерительный орган АРНТ будет подаваться напряжение, пропорциональное напряжению на шинах потребителя, и автоматика будет поддерживать постоянное напряжение на шинах именно у потребителя. При этом напряжение на шинах подстанции будет изменяться в зависимости от тока нагрузки, как показано на рис. 9.28. Наклон характеристики $U_{\text{потр}} = f(I_{\text{нагр}})$ будет тем больше, чем больше сопротивление $Z_{\text{лк}}$.

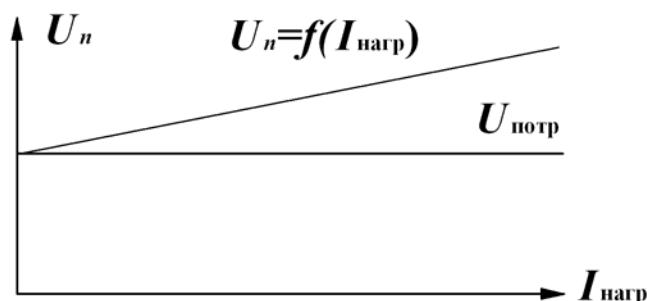


Рис. 9.28. Характеристика АРНТ с токовой компенсацией

Элемент 3 (рис. 9.27) обеспечивает преобразование сигналов, поступающих от сумматора, формирование зоны нечувствительности, изменение уставки АРНТ и выдачу сигналов на элементы времени 4 и 5. Уставка регулятора по напряжению регулируется ступенями от 85 до 112 % номинального через 1 %. Регулятор имеет зону нечувствительности, необходимую для предотвращения излишних переключений РПН при небольших колебаниях напряжения. Уставки по зоне нечувствительности регулируются от 0 до 4 % номинального напряжения.

С помощью элементов 4 и 5 создается выдержка времени на срабатывание (пределы регулировки 60–180 с для АРН-1Н или 20–160 для АРН-1М) и осуществляется задержка сброса накопленного времени для отстройки от кратковременных бросков контролируемого напряжения. В цепи каждого исполнительного элемента 8 и 9, обрабатывающих команды «Убавить» и «Прибавить», включены соответственно элементы запрета 6 и 7. Действие АРНТ прекращается элементами запрета при достижении приводными механизмами конечных положений, а также при неисправностях электроприводов и элементов схемы регулятора.

Управляющие команды на элементы запрета подаются от БУК, в состав которого входят три элемента: контроль исправности регулятора 12, контроль исправности электропривода 11 и фиксации сигнала «Переключение» электропривода 12. Одновременно с командами на запрет действия АРНТ БУК дает сигнал о наличии неисправности. Исправность электроприводов контролируется по результату выполнения команды управления («Пошел» или «Не пошел») и по времени переключения («Закончил» или «Застрял»).

Блок управления и контроля управляет ИО 3 и генератором тактовых импульсов (ГТИ) 13. При переключении электропривода РПН через элемент 3 БУК дает сигнал проверки и через исправный тракт регулирования выключает исполнительные элементы и одновременно дает команду на изменение периода следования тактовых импульсов ГТИ. По завершении цикла переключения электроприводами БУК, получающий сигнал через элемент 12, восстанавливает исходный период следования импульсов ГТИ и возвращает элемент 3 в исходное положение.

Генератор тактовых импульсов выдает в разные точки схемы АРНТ импульсы с определенной частотой, обеспечивая работу отдельных элементов схемы и задавая масштаб времени для оценки правильности последовательности и длительности действия разных элементов устройства. При снижении напряжения ниже границы зоны нечувствительности элемент времени 5 запускается и с установленной выдержкой времени срабатывает, выдавая сигнал на исполнительный элемент АРНТ. Аналогично будет работать АРНТ при повышении напряжения через элемент времени 4.

Если переключение электропривода задержится и закончится лишь после определенного такта, выдаваемого ГТИ, или совсем не произойдет, фиксируется его неисправность – «Застревание». Как от-

мечалось выше, с запуском электроприводов изменяется частота следования импульсов. Сохранение прежней частоты свидетельствует о неисправности в системе регулирования.

В случае параллельной работы двух и более трансформаторов АРНТ должен воздействовать одновременно на переключение всех РПН.

Для предотвращения прохождения больших уравнительных токов в случае различия коэффициентов трансформации параллельно работающих трансформаторов предусматривается блокировка, отключающая действие АРНТ при рассогласовании РПН на одну ступень.

Автоматический регулятор напряжения АРТ-1Н (БАР) контролирует:

- исправность цепей контролируемого напряжения (~ 100 В от ТН);
- исправность привода РПН;
- исправность самого устройства.

При неисправности одного из контролируемых элементов БАР блокируется и больше команд не выдает. Исправность цепей напряжения контролируется следующим образом. При выходе контролируемого напряжения за пределы «Зоны нечувствительности», ограниченной пределами $U_{уст} \pm 1/2U$ зоны нечувствительности, БАР с заданной выдержкой времени выдает команду приводу РПН «Убавить» («Прибавить»). Получив команду, привод РПН начинает переключение и выдает сигнал «Идет переключение» для блока автоматики (замыкаются контакты контроллера в приводе РПН). Неполучение блоком БАР сигнала «Идет переключение» от привода свидетельствует о неисправности привода. При этом БАР блокируется и выдает сигнал «Рассогласование». АРТ-1Н контролирует время цикла переключения, который должен закончиться за 10 с (или 30 с). Большинство типов приводов имеют время переключения менее 10 с. Если привод РПН не закончил переключение за время допустимой длительности цикла, БАР блокируется, выдает сигнал «Застревание» и больше команд приводу не выдает. При получении от привода РПН сигнала «Идет переключение» в блоке автоматики происходит следующее.

БАР расширяет зону нечувствительности до пределов допустимого уровня напряжения. При исправности цепей уровень напряжения попадает в расширенную зону нечувствительности, и элементы каналов «Убавить» («Прибавить») должны вернуться в исходное положение. Невозврат элементов каналов свидетельствует об неисправ-

ности цепей контролируемого напряжения или внутренних элементов БАР. При этом БАР блокируется и больше команд приводу не выдает. Так, отсутствие контролируемого напряжения сначала воспринимается БАРом, и он выдает команду приводу РПН «Прибавить». Так как при расширении «Зоны нечувствительности» уровень контролируемого напряжения не попадает в нее (напряжение равно нулю), БАР блокируется.

Тактовый генератор БАР переключается на выдержку времени, соответствующую допустимой продолжительности цикла переключения РПН. Завершение цикла переключения РПН (прекращение сигнала «Идет переключение») за время менее допустимого свидетельствует об его исправности. Если переключение не закончится за допустимое время (контакты контроллера РПН не разомкнутся), БАР блокируется, выдает сигнал «Застревание» и больше команд приводу не выдает.

Таким образом, при неисправности регулятора или привода БАР может выдать только одну ложную команду. Для разблокирования БАР необходимо нажать кнопку «Откл. блокировки». При отключении цепей ТН для проверки или при оперативных переключениях на подстанции БАР блокируется и для его разблокировки требуется вмешательство обслуживающего персонала.

При переходе привода РПН в конечное положение «1-е» («п-е») замыкаются конечные выключатели, запрещающие дальнейшие переключения привода и запрещающие блоку БАР регулирование в сторону «Убавить» («Прибавить»).

Для выполнения встречного регулирования напряжения на базе АРТ-1Н применяется отдельный блок датчика тока ДТ.

Автоматический регулятор напряжения АРТ-1М выполнен на интегральных микросхемах и работает аналогично БАР, но имеет некоторые особенности. Устройство содержит один или два встроенных датчика тока для встречного регулирования напряжения. В устройство встроены четыре малогабаритных реле-повторителя, используемые для гальванической развязки цепей, подключаемых к АРТ-1М. Регулировка уставки «Зона, %» и точная регулировка «Уставка U » осуществляются плавно, при помощи переменных резисторов. Режим работы регулятора индицируется пятью светодиодами: « U », «+», «-», «Перекл.», «Блокир.». При исчезновении контролируемого напряжения или его посадке ниже уровня $0,5-0,7U$ номинального загорается светодиод « U » и блокируется канал «прибавить» регулятора АРН-1М.

При восстановлении нормального уровня напряжения АРТ-1М разблокируется автоматически.

Микропроцессорное устройство автоматического управления РПН трансформаторов УЗА-12В.4 предназначено для автоматического управления электроприводом РПН силового трансформатора под нагрузкой, а также для дистанционного управления РПН с рабочего места диспетчера при включении устройства УЗА-12В.4 в локальную сеть посредством порта RS-485.

Принцип работы. Команда управления приводом РПН (команда изменения коэффициента трансформации силового трансформатора) выдается при выходе контролируемого напряжения за пределы зоны нечувствительности с заданной задержкой по времени. Зона нечувствительности определяется уставкой по напряжению срабатывания « U_0 » и уставкой ширины зоны нечувствительности.

Предусмотрена возможность введения коррекции уровня регулируемого напряжения по току одной из линий, подаваемому на токовый вход устройства УЗА-12В.4, с блокировкой этой функции по максимальному напряжению, которое задается уставкой « $U>$ ».

Уровень поддерживаемого напряжения, с учетом коррекции по току, определяется формулой

$$U = U_0 + KI,$$

где U_0 – уставка по напряжению срабатывания, В; I – ток коррекции, А (вторичный ток линии); K – коэффициент влияния I .

Предусмотрена блокировка работы УЗА-12В.4 от внешних устройств:

- при снижении измеряемого напряжения ниже $U \leq 0,85U_n$ (цепи напряжения разбираются при переходе на ручное управление);
- при застревании привода или невыполнении приводом команды;
- когда регулирование ограничено крайним положением привода, соответствующим 1 или n отпайке РПН.

Внешние цепи устройства УЗА-12В.4 максимально адаптированы к традиционным схемам управления РПН (с учетом возможности замены старых устройств автоматического регулирования).

Порядок выбора уставок АРНТ. Выбор уставок приводится применительно к устройству АРТ1-М. Для других устройств основные уставки выбираются аналогично:

1. *Выбор уставки регулирования по напряжению.* Производится исходя из режимных соображений. При этом исходят из режима ми-

нимальных нагрузок, при которых величина напряжения на шинах, а значит и вблизи расположенных потребителей не должна превышать $1,05 U_{\text{ном}}$.

2. *Выбор уставки токовой коррекции уровня регулируемого напряжения.* Токовая коррекция необходима в случае работы регулятора в режиме встречного регулирования, когда требуется коррекция уровня регулируемого напряжения по току нагрузки одной или группы линий.

Выбор уставки токовой коррекции осуществляется по требуемой величине напряжения токовой коррекции, которая, в свою очередь, зависит от падения напряжения в линии при протекании по ней тока нагрузки.

Для выбора уставки токовой коррекции необходимо:

– при заданном токе нагрузки определить падение напряжения в линии между точкой подключения измерительного трансформатора напряжения, питающего вход регулятора, и точкой подключения потребителя электрической энергии (нагрузки), напряжение у которого должно поддерживаться в заданных пределах;

– разделить это напряжение на коэффициент трансформации измерительного трансформатора напряжения и полученное значение V установить по шкале «1 КОМПЕНС, V » – для первой уставки напряжения и по шкале «2 КОМПЕНС, V » – для второй уставки напряжения.

Проверяется напряжение на шинах, которое при использовании токовой коррекции не должно превысить $1,05 U_{\text{ном}}$, исходя из уровня напряжения у близко расположенных потребителей. При невыполнении такого условия изменяют уставку по п. 1 и опять проверяют напряжение с учетом коррекции. Необходимо добиться, чтобы напряжение у удаленных потребителей не снижалось ниже -5% , а у ближайших повышалось выше 5% . Не следует забывать, что напряжение у потребителей можно корректировать путем изменения положения переключателей ПБН (анцапф) на трансформаторах потребителей в пределах $\pm 5\%$.

Оперативное изменение уставки регулирования с одного заранее выбранного значения на другое внешним релейным сигналом позволяет ввести программное регулирование напряжения по двухступенчатому графику, в частности, суточный график с уставками, соответствующими режимам минимальной и максимальной

ной нагрузок, или недельный график с уставками рабочего и выходного дня. Это может позволить избежать применения токовой коррекции, выбор уставок которой представляет значительные сложности.

3. *Выбор ширины зоны нечувствительности.* Зона нечувствительности определяет величину отклонения напряжения от уставки, при которой регулятор не выдает команду на регулирование напряжения. Минимальная ширина зоны определяется необходимостью устранить возможность колебательного режима при регулировании напряжения. После изменения положения РПН на одно положение регулятор не должен выдать команду на регулирование напряжения в обратную сторону. Поэтому после регулирования РПН на первую ступень напряжение должно попасть в зону нечувствительности регулятора. Необходимо устанавливать ширину зоны нечувствительности больше значения ступени регулирования трансформатора с РПН. Рекомендуемый коэффициент запаса 1,3.

4. *Выбор выдержки времени задержки команд управления.* Выдержка времени выбирается исходя из возможности и длительности кратковременных изменений напряжения при переменном характере нагрузки. Чем больше выдержка времени, тем меньше вероятность излишнего действия РПН а значит сокращается количество операций РПН, ресурс которого ограничен. Довольно часто устанавливают максимальное значение уставки по времени (160–180 с).

5. *Выбор выдержки времени контроля исправности РПН.* Регулятор АРТ-1М поставляется с перемычкой на плате формирователя, запаянной в положении 2–3, что соответствует времени контроля длительности цикла переключения 15 с. Эта величина вполне пригодна для большинства регуляторов. Если возможная длительность цикла больше этой величины. Можно задать время контроля 30 с, запаяв перемычку в положение 1–3.

Время контроля исправности цепей запуска электроприводов РПН в регуляторе неизменно и составляет величину 0,6 с независимо от типов применяемых РПН.

Автоматика охлаждения силовых трансформаторов при дутьевом охлаждении (система охлаждения Д). На охладителях трансформаторов устанавливаются дутьевые вентиляторы, обдувающие их воздухом. Масло в охладители поступает путем естественной циркуляции. Такая автоматика охлаждения работает по следующему

принципу: вентиляторы включаются, если ток в трансформаторе достигает номинального тока независимо от температуры или температура верхних слоев масла достигает $+55\text{ }^{\circ}\text{C}$ независимо от тока. Вентиляторы отключаются, если ток в трансформаторе снижается ниже $0,85\text{--}0,9$ номинального тока, а также в случае снижения температуры масла ниже $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$. Таким образом, в схеме автоматики предусматривается два независимых пуска – по току и по температуре верхних слоев масла.

Практически все трансформаторы большой и средней мощности в распределительных сетях имеют систему охлаждения Д. Трансформаторы малой мощности имеют естественное масляное охлаждение, при котором радиаторы охлаждаются путем естественной циркуляции воздуха.

Контрольные вопросы

1. Назовите основные виды повреждений и ненормальных режимов трансформаторов.
2. Каковы требования к выполнению защит трансформаторов?
3. Когда на трансформаторах устанавливается дифференциальная защита?
4. Каковы особенности, влияющие на выполнение ДЗТ?
5. Схемы дифференциальных защит трансформаторов.
6. Принцип действия ДЗТ с быстронасыщающимися трансформаторами.
7. Когда используется торможение в ДЗТ?
8. В чем заключаются особенности ДЗТ с реле ДЗТ-21?
9. В чем заключаются особенности ДЗТ с цифровыми реле?
10. Как строятся характеристики срабатывания дифференциального органа?
11. Газовая защита трансформатора и РПН.
12. МТЗ трансформаторов.
13. МТЗ трансформаторов с блокировкой по напряжению.
14. Расстановка защит на трехобмоточных трансформаторах.
15. Токовая отсечка на трансформаторах.
16. Защита от перегрузки трансформаторов.
17. Когда устанавливается токовая защита нулевой последовательности на трансформаторах?

18. Как осуществляется резервирование защит трансформатора?
19. Принципы расстановки цифровых защит на трансформаторах.
20. Перечислите основные виды автоматики трансформаторов.
21. Как действует автоматика охлаждения трансформатора?

10. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

10.1. Общие сведения

Согласно [1] на двигателях напряжением выше 1000 В должны устанавливаться следующие устройства РЗ:

- защита от междуфазных КЗ;
- защита от замыканий на землю;
- защита от двойных замыканий на землю;
- защита от перегрузки;
- защита минимального напряжения.

Для СД дополнительно требуется защита от асинхронного режима.

Применяемые для этой цели виды защиты зависят от мощности электродвигателей.

В качестве защиты от междуфазных КЗ при мощности двигателей до 5000 кВт применяется ТО. Она может применяться и для двигателей большей мощности, не имеющих фазных выводов со стороны нейтрали двигателя. При двигателях большей мощности, а также если ТО для двигателей меньшей мощности не удовлетворяет требованиям чувствительности применяется дифференциальная защита при условии, что эти двигатели имеют выводы со стороны нейтрали.

В качестве ЗЗ при токах замыкания более 5 А для двигателей мощностью более 2000 кВт и 10 А для двигателей меньшей мощности применяется токовая защита нулевой последовательности, действующая на отключение. На линиях, питающих двигатели передвижных механизмов, ЗЗ по обеспечению электробезопасности должна действовать на отключение независимо от величины тока замыкания на землю. На блоках «трансформатор–двигатель» ЗЗ действует на сигнал.

В качестве защиты от двойных замыканий на землю применяется токовая защита нулевой последовательности, действующая на отключение. Она применяется в тех случаях, когда ЗЗ имеет выдержку времени. Ее применение обязательно, если защита от междуфазных КЗ выполняется в двух фазах.

Защита от перегрузки требуется для двигателей, подверженных перегрузке по технологическим причинам или с особо тяжелыми условиями пуска. Защиту от перегрузки можно выполнять с зависимой или независимой выдержкой времени. Защита от перегрузки может действовать на разгрузку механизма по технологическим цепям или на сигнал – первая ступень и на отключение – вторая ступень. Выдержка времени защиты от перегрузки при токе, равном пусковому

току двигателя, выполняется больше времени его пуска. Как правило, при таком выполнении защиты двигателя имеется значительный тепловой запас – обычные двигатели по температуре выдерживают не менее двух пусков подряд. Это дает возможность выполнить действие такой защиты от перегрузки на разгрузку механизма.

Существуют специальные защиты от перегрузки с зависимой характеристикой, совпадающей с тепловой характеристикой, которая определяет тепловое состояние двигателя и позволяет полнее использовать его перегрузочную способность. Параметры этой характеристики зависят от данных самого электродвигателя: системы охлаждения, допустимой температуры для изоляции двигателя, исходной температуры двигателя или помещения. Перечисленные данные учитывают специальные цифровые защиты двигателей (например, MiCOM P210, P220, P241, Sepam 2000, REF540 и др.). Недостаток такого принципа заключается в том, что двигатель отключится только после нагрева до предельной температуры, поэтому защита может действовать только на отключение.

Защита от асинхронного режима для СД может действовать по току перегрузки с независимой выдержкой времени. Для двигателей с отношением короткого замыкания более 1 может быть применена защита с зависимой характеристикой. В цифровом реле MiCOM P241 имеется защита, действующая по величине $\cos \varphi$, а в реле Sepam 2000 – по величине реактивной мощности. Эти защиты способны выявить отключение возбуждения и переход двигателя в асинхронный режим без возбуждения. При асинхронном режиме с возбуждением эти защиты могут не действовать из-за колебаний мощности и периодического возврата измерительного органа. Режим асинхронного хода сопровождается перегрузкой двигателя и на него реагируют защиты от перегрузки. Простые токовые защиты могут срабатывать и возвращаться при колебаниях тока. Поэтому защиты от перегрузки в асинхронном режиме должны накапливать выдержку времени. Так же как и ранее, можно использовать две ступени защиты от перегрузки: ступень с меньшей выдержкой времени действует на ресинхронизацию, а с большей – на отключение. Поскольку в данном случае невозможно различить режим перегрузки и асинхронный режим, нельзя обеспечить автоматическую ресинхронизацию (в этом режиме происходит автоматическое отключение возбуждения, к обмотке ротора двигателя подключается малое сопротивление и в результате повышенного асинхронного момента двигатель разгоняется до подсинхронной час-

тоты и затем возбуждение включается вновь). Дежурный персонал может выявить асинхронный режим визуально при срабатывании первой сигнальной ступени. Специальные защиты от потери возбуждения имеются в устройствах возбуждения крупных двигателей. Эти устройства целесообразно использовать для автоматической ресинхронизации.

Для двигателей, работающих в блоке с понижающим трансформатором, может быть выполнена общая защита, если она удовлетворяет требованиям, предъявляемым к защитами как двигателя, так и трансформатора.

Для облегчения условий самозапуска, а также для предотвращения подачи несинхронного напряжения на возбужденные СД или заторможенные механизмы двигатели должны быть оборудованы защитой минимального напряжения. Эта защита может быть либо индивидуальной, либо групповой (одна защита действует на отключение нескольких двигателей). В ряде случаев для ускорения подачи напряжения на шины автоматикой АПВ или АВР СД могут быть дополнительно оборудованы защитой по понижению частоты, т. к. они способны длительно поддерживать напряжение на шинах. Цифровые защиты двигателя имеют в своем составе вышеперечисленные органы понижения напряжения и частоты. Следовательно, при использовании цифрового реле для защиты двигателя нет необходимости в применении специальных реле минимального напряжения.

Кроме перечисленных обязательных для двигателей функций защиты, специальные защиты для двигателей имеют дополнительные функции, использование которых улучшает условия эксплуатации двигателя, снижая вероятность повреждения и продлевая срок его службы. К ним относятся:

- защита от обрыва фазы;
- ограничение количества пусков;
- запрет пуска по времени прошедшего от предыдущего пуска;
- защита минимального тока или мощности;
- защита от затяжного пуска и заклинивания ротора.

Специальные устройства защиты двигателей могут работать не только с током и напряжением, но и с датчиками температуры.

У двигателей большой мощности существуют также технологические защиты, которые могут действовать на отключение двигателей при повышении температуры двигателя, его подшипников, прекра-

щении смазки подшипников, циркуляции воздуха в системе охлаждения и др. Необходимость этих защит и предъявляемые к ним требования излагаются в заводской документации. Перечисленные защиты подают сигналы на дискретные входы цифровых реле.

10.2. Характеристики асинхронных двигателей

Вращающий момент электродвигателей и момент сопротивления механизма. Нормальный установившийся режим работы электродвигателя характеризуется равенством электромагнитного момента M_d , развиваемого электродвигателем, и механического момента сопротивления M_c механизма, приводимого в действие электродвигателем, т. е.

$$M_d = M_c. \quad (10.1)$$

Если данное условие не выполняется, то электродвигатель будет тормозиться. При неизменном напряжении питающей сети электромагнитный момент, развиваемый асинхронным электродвигателем, зависит от частоты вращения n или, что то же самое, скольжения s (рис. 10.1). В нормальных условиях равенство имеет место при $s = 0,02-0,05$. Максимальный асинхронный момент электродвигателя $M_{d \max}$ равен приблизительно двухкратному номинальному моменту:

$$M_{d \max} / M_{d \text{ ном}} = 2. \quad (10.2)$$

Частота вращения n_k и скольжение s_k , соответствующие максимальному моменту, называются **критическими**.

Пусковой момент $M_{d \text{ пуск}}$, соответствующий частоте вращения $n = 0$ или скольжению $s = 1$, в зависимости от конструкции электродвигателя имеет разные значения (кривые 1–3, рис. 10.1).

Характеристики моментов сопротивления механизмов, которые приводятся в действие электродвигателями, в зависимости от их частоты вращения, могут быть зависящими от частоты вращения (кривая 5) и не зависящими от нее (прямая 4, рис. 10.1). Момент сопротивления, не зависящий от частоты вращения, имеют, например, шаровые мельницы в системе пылеприготовления электростанции или насосы с поршневыми компрессорами. Момент сопротивления, резко зависящий от частоты вращения, имеют все центробежные механизмы с вентиляторной характеристикой.

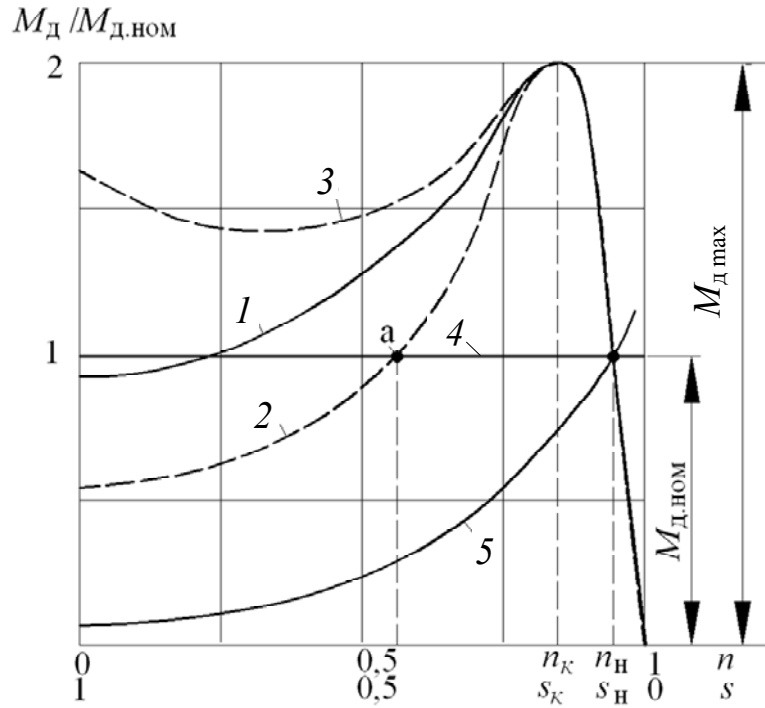


Рис. 10.1. Зависимость момента вращения асинхронных электродвигателей и моментов сопротивления механизмов от частоты вращения

Ток I_d , потребляемый статором электродвигателя из сети, состоит из тока намагничивания $I_{\text{нам}}$ статора и тока ротора $I'_{\text{рот}}$, приведенного к обмотке статора:

$$I_d = I_{\text{нам}} + I'_{\text{рот}}. \quad (10.3)$$

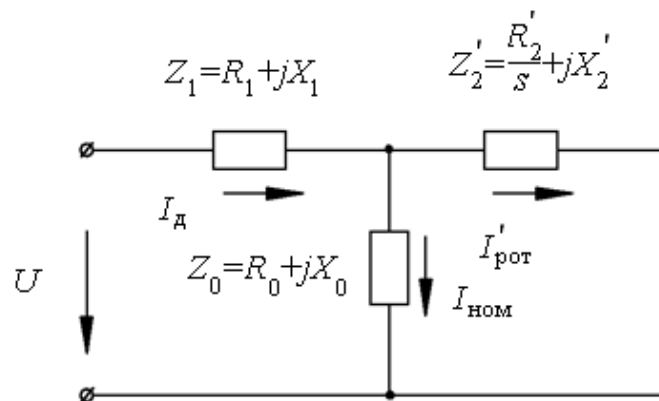


Рис. 10.2. Схема замещения асинхронного электродвигателя

Равенство (10.3) следует из схемы замещения (рис. 10.2). Ток в роторе определяется наведенной в нем ЭДС, которая зависит от

скольжения. Токи ротора и статора также изменяются с изменением скольжения. Характер зависимости периодической составляющей тока $I_{\text{д}}$ и сопротивления электродвигателя $Z_{\text{д}}$ от скольжения представлен на рис. 10.3. При нормальной работе электродвигателя, когда скольжение составляет 2–5 % (близко к нулю), сопротивление ротора очень велико, ток ротора $I_{\text{рот}}$ мал, мал и ток статора, т. к. ветвь намагничивания имеет большое сопротивление.

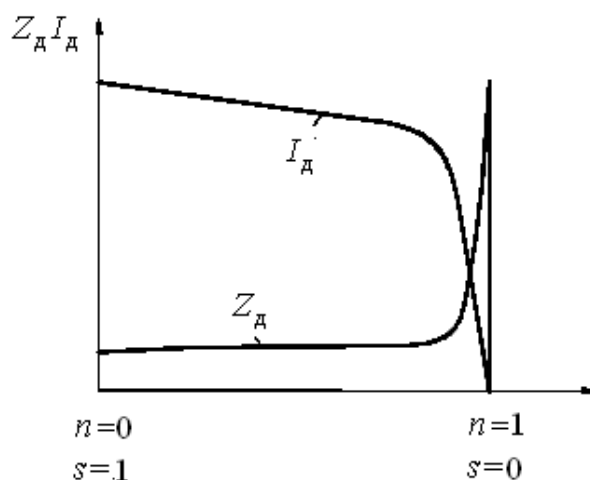


Рис. 10.3. Зависимость тока статора и сопротивления электродвигателя от скольжения

Пуск электродвигателей. При пуске, т. е. при подаче напряжения на неподвижный электродвигатель, сопротивление его мало и ток ротора имеет максимальное значение. Соответственно максимальное значение имеет и ток статора. Ток статора при пуске электродвигателя называется **пусковым током**. Начальный пусковой ток равен току трехфазного КЗ за сопротивлением, равным сопротивлению неподвижного электродвигателя, которое называют **сверхпереходным сопротивлением**.

Пусковой ток состоит из переменной составляющей, затухающей по мере увеличения частоты вращения и апериодической составляющей, затухающей в течение нескольких периодов. Из осциллограммы пуска двигателя (рис. 10.4) видно, что по мере разворота ток, потребляемый электродвигателем, изменяется вначале мало и только при приближении к номинальной частоте вращения он быстро падает, что объясняется характером изменения сопротивления двигателя. Периодическая составляющая пускового тока электродвигателя $I_{\text{д.пуск}}$

при неподвижном роторе в 4–8 раз превосходит $I_{\text{ном}}$. Пик тока с учетом апериодической составляющей достигает:

$$I_{\text{д max}} = (1,6-1,8)I_{\text{д.пуск}} \quad (10.4)$$

Продолжительность затухания периодической составляющей пускового тока до значения номинального тока зависит от параметров электродвигателя и условий пуска. При пуске с нагрузкой разворачивание электродвигателя до номинальной скорости происходит медленнее и продолжительность спада тока увеличивается. Это объясняется тем, что ускорение вращения ротора зависит от значения избыточного момента:

$$M_{\text{изб}} = M_{\text{д}} - M_{\text{с}} \quad (10.5)$$

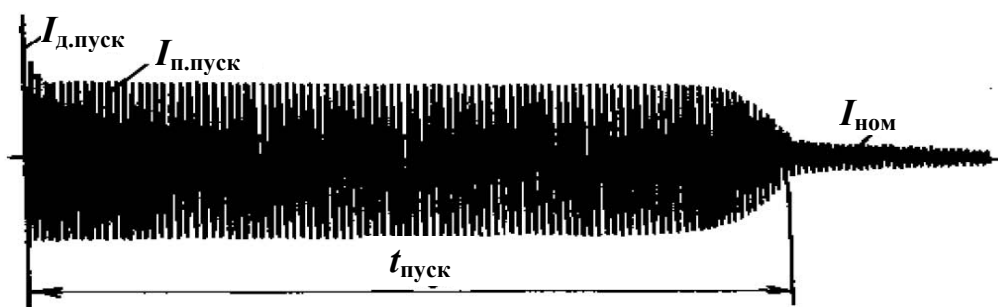


Рис. 10.4. Осциллограмма пускового тока асинхронного электродвигателя

Если $M_{\text{д}}$ превосходит $M_{\text{с}}$ в течение всего времени пуска, то электродвигатель запускается быстро и легко. Как видно из рис. 10.1, электродвигатели, приводящие механизмы с зависимым от частоты вращения моментом сопротивления, запускаются легче, чем электродвигатели, приводящие механизмы с независимым от частоты вращения моментом сопротивления (прямая 4, рис. 10.1). В последнем случае при недостаточном значении пускового момента электродвигатели могут не развернуться (кривые 1, 2, рис. 10.1), т. к. $M_{\text{с}}$ превосходит $M_{\text{д}}$.

Электродвигатели с глубоким пазом и двойной обмоткой ротора имеют наиболее благоприятный пусковой момент (кривая 3, рис. 10.1).

Длительность пуска электродвигателей $t_{\text{пуск}}$, как правило, не превосходит 10–15 с и только у электродвигателей с тяжелыми условиями пуска это значение может быть значительно больше.

Зависимость момента электродвигателей от напряжения выражается формулой

$$M_{\text{д}} = k \cdot U^2. \quad (10.6)$$

При возникновении КЗ в питающей сети вблизи зажимов электродвигателя последний за счет внутренней ЭДС, поддерживаемой энергией магнитного поля, посылает к месту КЗ быстрозатухающий ток. Ток подпитки места КЗ может достигать значений пусковых токов. Однако через 0,1 с он значительно уменьшается.

При КЗ в сети напряжение на зажимах электродвигателей снижается. В результате моменты электродвигателей резко уменьшаются, и они начинают тормозиться, увеличивая скольжение (кривые I , I' , I'' , рис. 10.5) до тех пор, пока вновь не восстановится равенство. Если при этом окажется, что кривая I'' находится в точке a (рис. 10.5), то электродвигатель будет находиться на пределе устойчивой работы и иметь скольжение, равное критическому. При дальнейшем снижении напряжения электродвигатель будет тормозиться вплоть до полной остановки. После отключения КЗ напряжение питания восстанавливается и дальнейшее поведение электродвигателя будет зависеть от скольжения, имевшего место в момент восстановления напряжения и соответствующих ему значений моментов.

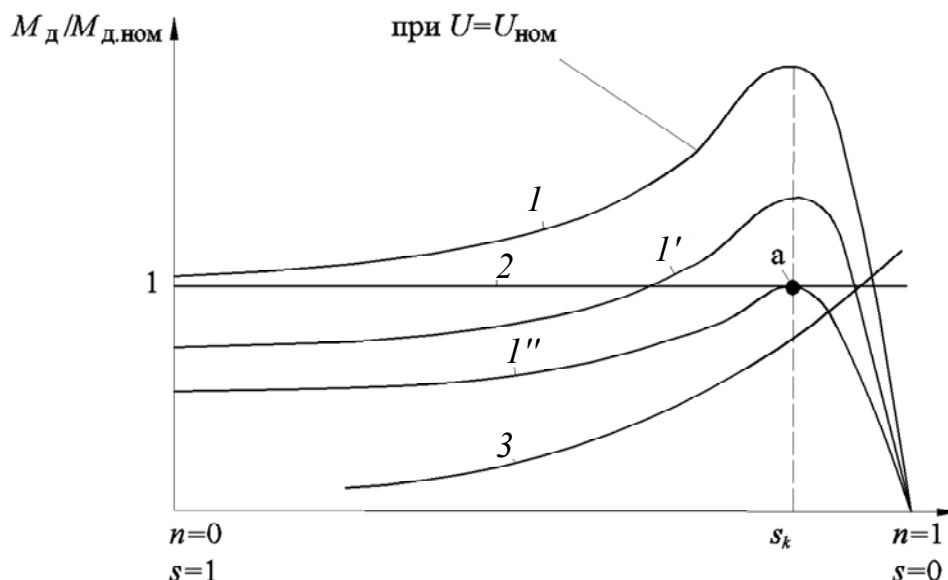


Рис. 10.5. Зависимость момента вращения асинхронных электродвигателей от скольжения s при различных значениях напряжения

При $M_d > M_c$ электродвигатель развернется до нормальной частоты вращения, а при $M_d < M_c$ будет продолжать тормозиться до полной остановки, т. е. происходит опрокидывание двигателя. В данном случае электродвигатель необходимо отключить, т. к. он будет потреблять пусковой ток, не имея возможности развернуться.

Самозапуск электродвигателей тяжелее обычного пуска. Объясняется это тем, что при самозапуске электродвигатели пускаются нагруженными, а электродвигатели с фазным ротором – без пускового реостата в цепи ротора, что уменьшает пусковой момент и увеличивает пусковой ток и, наконец, пускается большое количество электродвигателей одновременно, что вызывает падение напряжения в питающей сети от большого суммарного пускового тока. Однако самозапуск электродвигателей с центробежным механизмом проходит сравнительно легко. Так, самозапуск электродвигателей собственных нужд электростанций возможен даже в тех случаях, когда в первый момент после восстановления напряжения значение его составляет $0,6U_{ном}$. При этом общее время самозапуска не превышает 30–35 с, что допустимо по их нагреву.

В случае обрыва одной из фаз питающей линии или обмотки статора электродвигатель продолжает работать. Частота вращения ротора при этом несколько уменьшается, а обмотки двух оставшихся в работе фаз перегружаются током в 1,6–2,5 раза больше номинального. В настоящее время в связи с высокой стоимостью двигателей высокого напряжения и высокой вероятностью неполнофазных режимов в питающей сети считается целесообразным, не вводя специальную защиту от режима работы двумя фазами, отключать двигатели защитой от перегрузки, которая имеет подходящую для этой цели уставку $(1,1–1,3)I_{ном}$. Токовые органы защиты от перегрузки в данном случае должны включаться не менее чем в две фазы ТТ двигателей.

Особенности режима работы синхронного электродвигателя. В СД в отличие от асинхронного на роторе имеется обмотка возбуждения. При подсинхронной частоте вращения, которая достигается асинхронным электромагнитным моментом, включается возбуждение, появляется синхронный электромагнитный момент и СД втягивается в синхронизм. При кратковременном (более 0,5 с) понижении напряжения или за счет технологической перегрузки СД выпадает из синхронизма и возникает асинхронный ход. При этом в результате взаимодействия вращающегося магнитного поля статора с частотой 50 Гц и вращающегося магнитного поля ротора с частотой менее

50 Гц в статоре возникает повышенный ток, пульсирующий с частотой скольжения. Периодически изменяющийся ток может вызвать ложное срабатывание или отказ РЗ.

Учет влияния токов подпитки от синхронных двигателей при расчете токов короткого замыкания. При КЗ на присоединении вблизи шин 6(10) кВ подстанции через выключатель присоединения будет проходить сумма токов КЗ от энергосистемы и ток подпитки от СД. Начальный ток подпитки от СД рассчитывается по формуле

$$I_{п.о}^{(3)} = \frac{E_{СД}}{\sqrt{3}[r_k + j(x_k + x_d'')]},$$

где $E_{СД}$ – ЭДС СД ($E_{СД} \approx U_{ном}$); x_k , r_k – индуктивное и активное сопротивления кабельной линии, питающей СД; x_d'' – сверхпереходное сопротивление СД.

Пример 10.1. От подстанции 110/6 кВ через кабельную линию сопротивлением $Z_k = 0,013 + j0,008$ Ом питаются два СД типа СТД-5000, которые имеют следующие параметры:

$$I_{СД ном} = 533 \text{ А}; K_{п} = 7,2;$$

$$x_d'' = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3}K_{п} \cdot I_{СД ном}} = \frac{6000}{\sqrt{3} \cdot 7,2 \cdot 533} = 0,871 \text{ Ом}.$$

Начальный периодический ток подпитки от одного СД при КЗ на шинах 6 кВ подстанции составит:

$$I_{п.о}^{(3)} = \frac{6000}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,013^2 + (0,008 + 0,871)^2}} = 3945 \text{ А}.$$

Суммарный ток КЗ на отходящем фидере вблизи шин 6 кВ с учетом подпитки от двух СД:

$$I_k^{(3)} = I_{к НН max}^{(3)} + \gamma \cdot 2I_{п.о}^{(3)} = 8,4 + 0,6 \cdot 2 \cdot 3,945 = 13,1 \text{ кА},$$

где $I_{к НН}^{(3)} = 8,4$ кА – периодическая составляющая тока КЗ от энергосистемы; γ – коэффициент, учитывающий степень затухания периодического тока подпитки СД к моменту срабатывания ТО, $t_{с.з ТО} = 0,1$ с (из сборника директивных материалов по эксплуатации энергосистем, 1981, $\gamma = 0,6$).

Учет тока подпитки от синхронных двигателей при выборе уставок релейных защит секционного выключателя и присоединений. При выборе уставок РЗ необходимо знать не только сумму (для отстройки ТО присоединения), но и разность между током КЗ и током подпитки от СД. При трехфазном КЗ на шинах 6 кВ за время отключения СВ от МТЗ ($t_{\text{отк}} > 0,5\text{с}$) СД, подпитывающие место КЗ через СВ, выпадают из синхронизма и в режиме асинхронного хода с частотой скольжения возникают пульсации тока, протекающего через СВ с размахом значений от $I_{\text{к.з}} + I_{\text{п СД}}$ до $I_{\text{к.з}} - I_{\text{п СД}}$.

В данном случае ток в МТЗ СВ может быть меньше тока возврата защиты, и она сбрасывает набранное время, т. е. отказывает в работе. В то же время через выключатель ввода проходит неизменный по значению ток КЗ от энергосистемы. В результате неселективно отключается ввод с полным погашением подстанции. Отсюда следует вывод, что ток срабатывания МТЗ СВ по условию подпитки от СД не должен превышать для примера 10.1 следующего значения:

$$I_{\text{с.з}} \leq K_{\text{в}} (I_{\text{к мин}}^{(3)} - I_{\text{п СД}}) = 0,96(8,4 - 0,5 \cdot 2 \cdot 3,945) = 4,3 \text{ кА.}$$

10.3. Защита двигателей от междуфазных коротких замыканий

Защита от КЗ между фазами является основной РЗ электродвигателей и установка ее обязательна во всех случаях. В качестве РЗ электродвигателей мощностью до 5000 кВт от КЗ применяется ТО. Для работы при всех видах междуфазных КЗ отсечка должна выполняться в двух фазах.

Токовая отсечка должна быть отстроена от пускового тока двигателя. В момент включения двигателя появляется бросок тока намагничивания в 1,6–1,8 раза превышающий по амплитуде установившийся пусковой ток двигателя. Этот бросок учитывается повышенным коэффициентом надежности при отстройке от пускового тока двигателя:

$$I_{\text{с.з}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{п max}} \quad (10.7)$$

где $I_{\text{с.з}}$ – первичный ток срабатывания отсечки; $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, с учетом отстройки от броска тока намагничивания равен 1,8 – для отсечек с временем срабатывания 0,05 с и 1,6 – при времени срабатывания более 0,1с; $I_{\text{п max}}$ – пусковой ток двигателя в максимальном режиме.

Кратность пускового тока двигателя может быть взята из паспорта двигателя. Пусковой ток равен:

$$I_{\text{п max}} = K_{\text{п}} \cdot I_{\text{ном}}. \quad (10.8)$$

После выбора уставки должна быть проверена чувствительность отсечки по току при двухрелейной схеме:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{КЗ min}}^{(2)} / I_{\text{с.з}}, \quad (10.9)$$

где $K_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности, он должен быть не менее 2; $I_{\text{КЗ min}}^{(2)}$ – ток двухфазного КЗ на выводах электродвигателя в минимальном режиме.

Если ток срабатывания отсечки отстроен от пускового тока электродвигателя, то она надежно отстроена и от тока, который электродвигатель посылает в сеть при внешнем КЗ.

Токовую РЗ электродвигателей мощностью до 2000 кВт ранее выполняли на простой и дешевой однорелейной схеме, включая реле на разность токов двух фаз. Недостатком данной схемы является более низкая чувствительность по сравнению с отсечкой, выполненной по схеме неполной звезды к двухфазным КЗ между одной из фаз, на которых установлен ТТ, и фазой без ТТ. Ток срабатывания реле отсечки, выполненной по однорелейной схеме, в $\sqrt{3}$ раз больше, чем в двухрелейной схеме при выборе уставки учитывался коэффициент схемы при симметричном пусковом режиме, равный $K_{\text{сх}} = \sqrt{3}$:

$$I_{\text{с.з}} = \sqrt{3} K_{\text{н}} \cdot I_{\text{п max}}. \quad (10.10)$$

Соответственно ниже в $\sqrt{3}$ раз получается коэффициент чувствительности защиты.

На электродвигателях мощностью 2000–5000 кВт ТО необходимо выполнять двухрелейной (рис. 10.6, а). Двухрелейную схему отсечки требуется также применять на электродвигателях мощностью до 2000 кВт, если коэффициент чувствительности однорелейной схемы при двухфазном КЗ на выводах электродвигателя окажется менее двух. При использовании цифровых реле отсечка выполняется двухэлементной или трехэлементной независимо от мощности двигателя.

На электродвигателях мощностью 5000 кВт и более должна устанавливаться продольная дифференциальная защита, обеспечивающая более высокую чувствительность к КЗ на выводах и в обмотках ($I_{\text{с.з}} < I_{\text{ном}}$). Если ТО не обладает необходимой чувствительностью,

то дифференциальная защита может выполняться и на двигателях меньшей мощности при условии наличия на двигателе выводов фаз со стороны нейтрали (рис. 10.6, б).

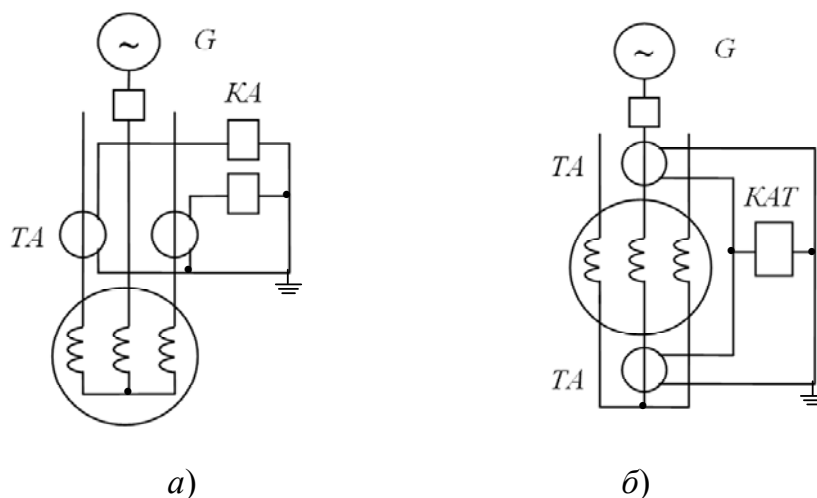


Рис. 10.6. Схема защиты электродвигателя от междуфазных КЗ:
 а – ТО; б – дифференциальная защита
 в однорелейном исполнении

Для этого применяются дифференциальные реле, включаемые на комплекты ТТ, соединенные в неполную звезду на сторонах линейных выводов и нейтрали двигателей. Защита выполняется двухфазной. Могут использоваться реле РНТ-565, ДЗТ-11 или РСТ-15, а также цифровые реле.

Поскольку РЗ в двухфазном исполнении не реагирует на двойное замыкание на землю, одно из которых возникает в обмотке электродвигателя на фазе В, в которой отсутствует ТТ, дополнительно устанавливается специальная РЗ от двойных замыканий на землю, которая выполняется токовым реле, подключенным к ТТНП. Эта функция может выполняться ЗЗ, если она не имеет выдержки времени.

10.4. Защита электродвигателей от перегрузки

Перегрузка электродвигателей возникает при затянувшемся пуске и самозапуске, при перегрузке приводимых механизмов и при понижении напряжения на выводах двигателя. Для электродвигателя опасны только устойчивые перегрузки. Сверхтоки, обусловленные пуском или самозапуском электродвигателя, кратковременны и самоликвидируются при достижении нормальной частоты вращения.

Значительное увеличение тока электродвигателя получается также при обрыве фазы, что встречается, например, у электродвигателей, защищаемых предохранителями, при перегорании одного из них. При номинальной нагрузке в зависимости от параметров электродвигателя увеличение тока статора при обрыве фазы будет составлять примерно $(1,6-2,5)I_{\text{ном}}$. Эта перегрузка носит устойчивый характер. Также устойчивый характер носят сверхтоки, обусловленные механическими повреждениями электродвигателя или вращаемого им механизма и перегрузкой самого механизма. Основной опасностью сверхтоков является сопровождающее их повышение температуры отдельных частей и в первую очередь обмоток. Повышение температуры ускоряет износ изоляции обмоток и снижает срок службы двигателя. Перегрузочная способность электродвигателя определяется характеристикой зависимости между сверхтоком и допусаемым временем его прохождения:

$$t = \frac{A}{K^2 - 1}, \quad (10.11)$$

где t – допустимая длительность перегрузки, с; A – коэффициент, зависящий от типа изоляции электродвигателя, а также периодичности и характера сверхтоков; для обычных двигателей $A = 150$; K – кратность сверхтока, т. е. отношение тока электродвигателя $I_{\text{д}}$ к номинальному току двигателя $I_{\text{ном}}$.

Вид перегрузочной характеристики при постоянной времени нагрева $T = 300$ с представлен на рис. 10.7.

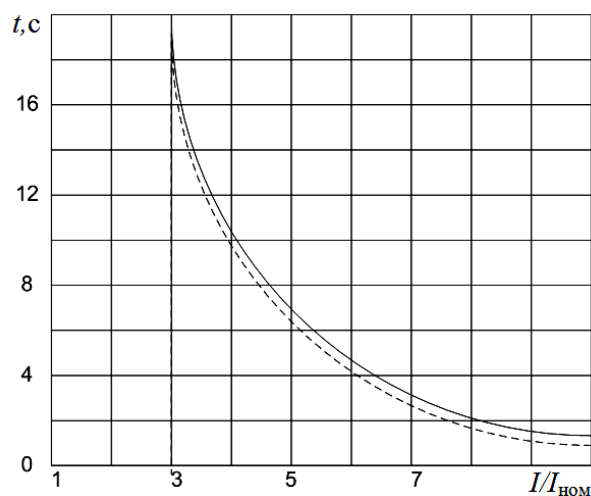


Рис. 10.7. Характеристика зависимости допустимой длительности перегрузки от кратности тока перегрузки

При решении вопроса об установке РЗ от перегрузки и характере ее действия руководствуются условиями работы электродвигателя, имея в виду возможность устойчивой перегрузки его приводного механизма:

- На электродвигателях механизмов, не подверженных технологическим перегрузкам (например, электродвигателях циркуляционных, питательных насосов и т. п.) и не имеющих тяжелых условий пуска или самозапуска, РЗ от перегрузки может не устанавливаться. Однако ее установка целесообразна на двигателях объектов, не имеющих постоянного обслуживающего персонала, учитывая опасность перегрузки двигателя при пониженном напряжении питания или неполнофазном режиме.

- На электродвигателях, подверженных технологическим перегрузкам (например, электродвигателях мельниц, дробилок и т. п.), а также на электродвигателях, самозапуск которых не обеспечивается, должна устанавливаться РЗ от перегрузки.

- Защита от перегрузки выполняется с действием на отключение в случае, если не обеспечивается самозапуск электродвигателей или с механизма не может быть снята технологическая перегрузка без останова электродвигателя.

- Защита от перегрузки электродвигателя выполняется с действием на разгрузку механизма или сигнал, если технологическая перегрузка может быть устранена с механизма автоматически или вручную персоналом без останова механизма и электродвигатели находятся под наблюдением персонала.

- На электродвигателях механизмов, которые могут иметь как перегрузку, устраняемую при работе механизма, так и перегрузку, устранение которой невозможно без останова механизма, целесообразно предусматривать действие РЗ от сверхтоков с меньшей выдержкой времени на отключение электродвигателя; в тех случаях, когда ответственные электродвигатели находятся под постоянным наблюдением дежурного персонала, защиту их от перегрузки можно выполнить с действием на сигнал.

Защиту электродвигателей, подверженных технологической перегрузке, желательно иметь такой, чтобы она, с одной стороны, защищала от недопустимых перегрузок, а с другой – давала возможность наиболее полно использовать перегрузочную характеристику электродвигателя с учетом предшествовавшей нагрузки и температуры окружающей среды. Наилучшей характеристикой РЗ от сверхтоков являлась бы такая, которая проходила несколько ниже перегрузочной характеристики (пунктирная кривая на рис. 10.7).

Защита с тепловым реле. Лучше других могут обеспечить характеристику, приближающуюся к перегрузочной характеристике электродвигателя, тепловые реле, которые реагируют на количество тепла Q , выделенного в сопротивлении его нагревательного элемента. Тепловые реле выполняются на принципе использования различия в коэффициенте линейного расширения различных металлов под влиянием нагревания. Основой такого теплового реле является биметаллическая пластина, состоящая из спаянных по всей поверхности металлов с сильно различающимися коэффициентами линейного расширения. При нагревании пластина прогибается в сторону металла с меньшим коэффициентом расширения и воздействует на контакты реле.

Нагревание пластины осуществляется нагревательным элементом при прохождении по нему тока.

Тепловые реле сложны в обслуживании и наладке, имеют различные характеристики отдельных экземпляров реле, часто не соответствуют тепловым характеристикам электродвигателей и имеют зависимость от температуры окружающей среды, что приводит к нарушению соответствия тепловых характеристик реле и электродвигателя. Поэтому тепловые реле применяются в редких случаях, обычно в магнитных пускателях и автоматических выключателях 0,4 кВ.

Защита от перегрузки с токовыми реле. Для защиты электродвигателей от перегрузки обычно применяются МТЗ с использованием реле с зависимыми характеристиками типа РТ-80 или МТЗ с независимыми токовыми реле и реле времени.

Преимуществами МТЗ по сравнению с тепловыми являются более простая их эксплуатация и более легкий подбор и регулировка характеристик РЗ. Однако МТЗ не позволяют использовать перегрузочные возможности электродвигателей из-за недостаточного времени их действия при малых кратностях тока.

Максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени в однорелейном исполнении обычно применяется на всех асинхронных электродвигателях собственных нужд электростанций, а на промышленных предприятиях – для всех синхронных (когда она совмещена с РЗ от асинхронного режима) и асинхронных электродвигателей, являющихся приводами ответственных механизмов, а также для неотчетственных асинхронных электродвигателей с временем пуска более 12–13 с.

Релейная защита от перегрузки с зависимой выдержкой времени лучше согласовывается с тепловой характеристикой двигателя, одна-

ко и они недостаточно используют перегрузочную способность двигателей в области малых токов.

Защита от перегрузки с зависимой характеристикой выдержки времени может быть выполнена на реле типа РТ-80 или цифровом реле. По вышеперечисленным причинам с целью обеспечения работы защиты от перегрузки в неполнофазных режимах для защиты от перегрузки целесообразно использовать двухэлементную максимальную защиту, возложив функцию защиты от КЗ на ТО.

Ток срабатывания защиты от перегрузки устанавливается из условия отстройки от $I_{\text{ном}}$ электродвигателя:

$$I_{\text{с.з}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном}} / K_{\text{в}}, \quad (10.12)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05; $K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата токового реле МТЗ.

Время действия МТЗ от перегрузки $t_{\text{зи}}$ должно быть таким, чтобы оно было больше времени пуска электродвигателя $t_{\text{пуск}}$, а у электродвигателей, участвующих в самозапуске, больше времени самозапуска.

Время пуска асинхронных электродвигателей обычно составляет 8–15 с. Поэтому характеристика реле с зависимой характеристикой должна иметь при пусковом токе время, не меньшее 12–15 с. На РЗ от перегрузки с независимой характеристикой выдержка времени принимается 14–17 с.

Защита от перегрузки с тепловой характеристикой выдержки времени на цифровом реле. В цифровое реле защиты двигателя, например, типа MiCOM P220 заложена тепловая модель двигателя из составляющих прямой и обратной последовательностей тока, потребляемого двигателем таким образом, чтобы учесть тепловое воздействие тока в статоре и роторе. Составляющая обратной последовательности токов, протекающих в статоре, наводит в роторе токи значительной амплитуды, которые создают существенное повышение температуры в обмотке ротора. Результатом сложения является эквивалентный тепловой ток $I_{\text{экв}}$, отображающий повышение температуры, вызванное током двигателя. Ток $I_{\text{экв}}$ вычисляется в соответствии с зависимостью

$$I_{\text{экв}} = \sqrt{\left(I_{\text{пр}}^2 + K_{\text{э}} \cdot I_{\text{обр}}^2\right)}, \quad (10.13)$$

где K_3 – коэффициент усиления влияния тока обратной последовательности, учитывает повышенное воздействие тока обратной последовательности по сравнению с прямой последовательностью на нагрев двигателя. При отсутствии необходимых данных принимается равным 4 – для отечественных двигателей и 6 – для зарубежных.

Начиная с этого эквивалентного теплового тока, тепловой импульс двигателя Θ вычисляется каждые 100 мс защитой MiCOM P220 по выражению

$$\Theta_{I+1} = \left(\frac{I}{I\Theta >} \right)^2 \cdot \left[1 - e^{-\frac{0,1}{T}} \right] + \Theta_I \cdot e^{-\frac{0,1}{T}}, \quad (10.14)$$

где $I\Theta$ – уставка тока тепловой перегрузки; Θ_I – значение теплового импульса, подсчитанное предварительно (на 100 мс раньше); T – постоянная времени нагрева двигателя.

В зависимости от режима работы двигателя защита использует одну из трех следующих постоянных времени:

- $T_{в1}$ – постоянная времени нагрева токами в диапазоне $(1-2)I_{д.ном}$, нормальный процесс перегрузки, когда целесообразно учитывать теплоотдачу двигателя в окружающую среду. При отсутствии данных об этой постоянной времени принимается равной 10 мин. Тепловая постоянная времени $T_{в1}$ применяется в тех случаях, когда эквивалентный тепловой ток $I_{эКВ}$ находится между 0 и $2 I\Theta >$, т. е. когда двигатель работает (режим нагрузки или перегрузки).

- $T_{в2}$ – постоянная времени нагрева токами величиной более 2, пуск, заклинивание ротора, когда теплоотдачу двигателя в окружающую среду учитывать нецелесообразно. При отсутствии данных об этой постоянной времени принимается равной $0,8T_{в1}$. Начальная постоянная времени $T_{в2}$ применяется в тех случаях, когда эквивалентный тепловой ток $I_{эКВ}$ больше чем $2I\Theta >$, т. е. когда двигатель запускается или при заклинивании ротора.

- $T_{охл}$ – постоянная времени охлаждения двигателя после его отключения, можно принять равной $4T_{в1}$. При этом учитывается, что в остановленном двигателе отсутствует искусственное охлаждение (остановлен вентилятор). Постоянная времени охлаждения $T_{охл}$ применяется в тех случаях, когда двигатель отключен. В данном случае

двигатель больше не потребляет ток и поэтому значение теплового импульса снижается во времени по выражению

$$\Theta_{I+1} = \Theta_I \cdot e^{-\frac{0,1}{T}}. \quad (10.15)$$

Уставка тока тепловой перегрузки (кратность к номинальному току ТТ) определяется по выражению

$$I\Theta > 1,1I_{\text{д.ном}}/K_I. \quad (10.16)$$

Таким образом, можно выбрать эти уставки, зная только номинальный ток двигателя. Эти данные для многих двигателей дают существенный запас, но могут не обеспечить технологический процесс с частыми пусками или тяжелыми условиями пуска. Поэтому при необходимости заглубить защиту, нужно произвести тепловые испытания или тепловые расчеты двигателей.

Сигнал тепловой перегрузки «ТЕПЛ.ПЕРЕГР» генерируется, когда значение Θ достигнет 100 %. Может быть выполнено действие защиты от перегрузки на отключение.

Коррекция допустимого тока двигателя при изменении температуры окружающей среды. Если наружная температура превышает 40°, то уставка по допустимому току двигателя $I\Theta$ уменьшается пропорционально превышению окружающей температуры по коэффициенту K :

$$K = 1 - \frac{T_{\text{окр}} - 40}{100}. \quad (10.17)$$

Функция вводится при ее наличии в реле и подключении к зажимам реле датчика температуры.

Запрет отключения от тепловой перегрузки при пуске двигателя. Функция обеспечивает завершение процесса пуска в случае достижения тепловой характеристикой Θ величины, равной 1 в процессе пуска. Функция работает, если перед пуском двигателя величина Θ была менее 0,9. При этом двигатель остается защищенным защитой от затяжного пуска. Функция автоматически выводится по истечении выдержки времени пуска $t_{\text{пуск}}$. Уставки: «Да» или «Нет».

Сигнализация тепловой перегрузки вводится при действии защиты от перегрузки на отключение:

$$\Theta_{\text{сигн}} = 0,95.$$

Запрет пуска. Повторный пуск запрещается, если тепловой импульс Θ имеет такую величину, что при повторном пуске двигатель перегреется. Пуск двигателя может быть обеспечен, если начальное значение Θ не превышает 0,9:

$$\Theta_{\text{запрета пуска}} = 0,9.$$

Затяжной пуск. Время нормального пуска двигателей обычно может достигать 10–15 с, а для тяжелых условий пуска до 25 с. Это время определяется главным образом механизмом, который приводится в действие двигателем. Факт пуска определяется по получению сигнала о включении выключателя или включению выключателя и появлению пускового тока.

Уставка по току пуска, по условию отстройки от реально возможной перегрузки двигателей:

$$I_{\text{пуск}} = 2 \cdot I \cdot \Theta. \quad (10.18)$$

Уставка по времени пуска должна отстраиваться от возможного времени пуска электродвигателя при неблагоприятных условиях:

$$TI_{\text{пуск}} = 1,2 \cdot T_{\text{пуск}}. \quad (10.19)$$

При отсутствии данных, исходя из допустимого времени пуска в обычных условиях 15 с, принимается

$$TI_{\text{пуск}} = 18 \text{ с.}$$

Заклинивание ротора. Заклинивание ротора двигателя может произойти при пуске двигателя или в процессе его работы. Для этих условий можно выполнить разные уставки.

Заклинивание ротора при пуске двигателя фиксируется по факту включения выключателя и отсутствию сигнала от двигателя о его вращении после истечения выдержки времени $tI_{\text{зак}}$.

Уставка по току пуска, по условию отстройки от реально возможной перегрузки двигателей: $I_{\text{зак}} = 2I\Theta$.

Уставка по времени пуска должна отстраиваться от времени, после которого датчик скорости двигателя надежно зафиксирует его разворот:

$$TI_{\text{зак}} = 5 \text{ с.}$$

При отсутствии на двигателе датчика вращения эта функция не может быть реализована. И ее роль с большей выдержкой времени выполняет функция «затяжной пуск».

Функция «заклинивание ротора» при работающем двигателе вводится автоматически при его успешном развороте после истечения заданной выдержки времени $T_{I_{\text{пуск}}}$. Функция работает при условии отсутствия сигнала «разрешение самозапуска». Уставки по току и времени выполнены ранее. При наличии сигнала «разрешение самозапуска» данная функция блокируется на время $T_{I_{\text{пуск}}}$.

В цифровых реле Seram 2000 защита двигателя от затяжного пуска и заклинивания ротора выполнена иначе. Первая защита срабатывает и отключает двигатель, если ток двигателя от начала процесса пуска превышает значение $3I_{\text{ном}}$ в течение заданного времени $t_1 = 2t_{\text{пуск}}$. Начало пуска обнаруживается в момент увеличения потребляемого тока от 0 до значения 5 % номинального тока. Вторая защита срабатывает, если пуск завершен, двигатель работает нормально, и в установившемся режиме неожиданно ток двигателя достигает значения более $3I_{\text{ном}}$ и держится в течение заданного времени $t_2 = 3-4$ с.

Несимметрия. Защита двигателя от перегрузки токами обратной последовательности защищает двигатель от подачи напряжения с обратным чередованием фаз, от обрыва фазы, от работы при длительной несимметрии напряжений.

При подаче на двигатель напряжения с обратным чередованием фаз двигатель начинает вращаться в обратную сторону, приводимый в действие механизм может быть заклинен или вращаться с моментом сопротивления, отличающимся от момента прямого вращения. Таким образом, величина тока обратной последовательности двигателя может колебаться в широких пределах. При обрыве фазы двигатель уменьшает вращающий момент в 2 раза и для компенсации у него в 1,6–2,5 раза увеличивается ток.

При несимметрии питающих напряжений ток обратной последовательности может иметь различную величину до самых малых значений. Появление тока обратной последовательности более всего влияет на нагрев ротора двигателя, где он наводит токи двойной частоты. Таким образом, целесообразно иметь защиту по току обратной последовательности I_2 , которая отключала бы двигатель для предотвращения его перегрева.

Защита имеет две ступени:

- Ступень $I_{обр} > c$ с независимой выдержкой времени. Ток срабатывания принимается равным $(0,2-0,25)I_{ном}$ двигателя. Выдержка времени должна обеспечить отключение несимметричных КЗ в прилегающей сети, для чего она должна быть на ступень больше, чем защита питающего трансформатора:

$$I_{обр} \geq t_{МТЗ} + \Delta t. \quad (10.20)$$

- Ступень $I_{обр} \gg c$ с зависимой характеристикой выдержки времени может быть использована для повышения чувствительности защиты, если известны реальные тепловые характеристики двигателя по току обратной последовательности.

10.5. Элементы противоаварийной автоматики двигателя

Потеря нагрузки. Функция позволяет обнаружить расцепление двигателя с приводимым им в движение механизмом вследствие обрыва муфты, ленты транспортера, выпуск воды из насоса и так далее по уменьшению рабочего тока двигателя.

Уставка минимального тока

$$I \leq (1,2-1,5)I_{хх}, \quad (10.21)$$

где $I_{хх}$ – ток холостого хода двигателя с механизмом, который определяется при испытаниях.

Выдержка времени минимального тока двигателя t_1 определяется, исходя из технологических особенностей механизма – возможных кратковременных сбросов нагрузки, при отсутствии таких данных принимается равным $t_1 \leq 5$ с.

Выдержка времени запрета автоматики минимального тока двигателя $t_{запр}$ задерживает ввод автоматики при пуске двигателя, если нагрузка подключается к двигателю после его разворота или определяется исходя из технологии подачи нагрузки на двигатель, если нагрузка подключена к двигателю постоянно. Уставка должна быть равна времени разворота двигателя плюс необходимый запас:

$$t_{запр} = 1,2T_{пуск}. \quad (10.22)$$

Количество пусков двигателя. При отсутствии конкретных данных по двигателю можно руководствоваться следующим:

- Согласно [2] двигатели обязаны обеспечивать два пуска из холодного состояния и один из горячего состояния.
- Постоянная времени охлаждения двигателя равна 40 мин.

Время разрешения самозапуска. Самозапуск двигателей на электростанциях должен обеспечиваться при времени перерыва питания 2,5 с. По этим данным производится расчетная проверка обеспечения самозапуска при перерыве питания двигателей на электростанциях.

Таким образом, для электростанций можно принять $T_{сзп} = 2,5$ с.

Для других условий следует определить время, на которое возможен перерыв питания (например, время действия АВР). Далее необходимо произвести расчетную проверку самозапуска, и если он обеспечивается при таком перерыве питания, установить указанное время на цифровом реле. Если самозапуск не обеспечивается при любом перерыве питания или он запрещается, функция «Разрешение самозапуска» не вводится.

10.6. Защита двигателей от замыкания на землю

В соответствии с [1] РЗ от замыканий на землю в обмотке статора с действием на отключение устанавливается на двигателях мощностью 2000 кВт и более при токах замыкания на землю более 5 А, а на электродвигателях меньшей мощности – при токах замыкания на землю более 10 А. В эксплуатации, однако, при токах замыкания на землю более 5 А, РЗ от замыканий на землю часто устанавливают на электродвигателях любой мощности, что способствует ограничению их повреждений при замыканиях на землю. В отечественной практике считается, что ток менее 5 А не приводит к повреждению стали шихтованного магнитопровода статора и ремонт двигателя в данном случае не вызовет существенных затрат. В отношении конкретного значения опасного тока замыкания на землю в мировой практике нет единого мнения. По одним данным, этот ток не должен превышать 2–2,5 А, по другим – 10 А.

Защита от замыканий на землю реагирует на суммарный емкостный ток сети, гальванически связанной с двигателем, и выполняется с помощью одного токового реле, которое подключается к ТТ нулевой последовательности (ТТНП), установленному на кабеле, питающем двигатель. Применяются ТТНП типов ТЗ, ТЗР, ТЗЛМ и др.

В случае, если питание электродвигателя осуществляется по нескольким параллельным кабелям (двум-четырем), вторичные обмотки ТТНП, надетые на каждый из них, соединяются последовательно или параллельно.

На электродвигателях большой мощности, для питания которых прокладывается больше четырех кабелей или трех одножильных типа ПвП или АПвП, РЗ от замыканий на землю выполняется с одним об- щим ТТНП.

Ток срабатывания РЗ выбирается на основании методики, ана- логичной РЗ кабельных линий, реагирующих на емкостный ток про- мышленной частоты (см. гл. 7):

$$I_{с.з} = K_{отс} \cdot K_б \cdot I_c, \quad (10.23)$$

где I_c – собственный емкостный ток электродвигателя и питающей его кабельной линии; $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,2–1,3; $K_б$ – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока электродвигателя при внешних перемежающихся замыканиях на землю. Для РЗ, действующей без выдержки времени, значение этого коэффициента принимается равным 3–4. Для цифровых реле $K_б = 2$. Для повышения чувствительности РЗ допускается принимать умень- шенное значение $K_{отс} \cdot K_б = 1,5–2$. Защита при этом выполняется с выдержкой времени 1–2 с.

Коэффициент чувствительности защиты определяется как от- ношение суммарного емкостного тока сети к току срабатывания за- щиты (7.18) и должен составлять не менее 1,25.

Поскольку мощность ТТНП невелика, для обеспечения макси- мальной чувствительности РЗ от замыканий на землю к каждому типу ТТНП необходимо подбирать токовое реле на определенный ток сра- батывания, имеющее соответствующее сопротивление обмотки (реле РТЗ-51, РТЗ-50, РТ-40/0,2). В составе цифровых защит имеется про- межуточный трансформатор, к которому подключается ТТНП для ЗЗ. Подобные вводы имеются в устройствах защиты серии MiCOM P120, P200, применяемых для защиты двигателей.

С целью уменьшения перенапряжений при замыканиях на землю в сети собственных нужд (СН) энергоблоков ТЭС и АЭС большой мощ- ности, а также для повышения чувствительности и селективности дейст- вия РЗ электродвигателей 6 кВ и трансформаторов СН 6,3 кВ, эти сети могут работать с нейтралью, заземленной через резистор. Для этого на каждой секции блочных СН 6,3 кВ устанавливается дополнительный за- земляющий трансформатор (ДТ) (рис. 10.8, б), например, типа ТСЗК-63,

со схемой соединения обмоток «звезда с заземленной нейтралью–треугольник». В нейтраль ДТ включаются параллельно два высоковольтных заземляющих резистора по 200 Ом каждый, изготовленные из специального электротехнического бетона (бетела) (рис. 10.8, б). При этом в случае однофазного замыкания на землю в двигателе по его цепи будет протекать активный ток $3I_0$ около 40 А, достаточный для надежного действия защиты и допустимый по условию ограничения повреждения в двигателе от тока замыкания на землю. Одновременно по цепям неповрежденных элементов, присоединенных к тем же шинам, будут протекать только емкостные токи нулевой последовательности, от которых защиты рассматриваемых присоединений могут быть легко отстроены. Наличие заземляющих резисторов резко снижает вероятность перехода однофазных замыканий на землю в двухфазные и двойные КЗ, т. к. перенапряжения на неповрежденных фазах не будут превышать при этом значения линейного напряжения.

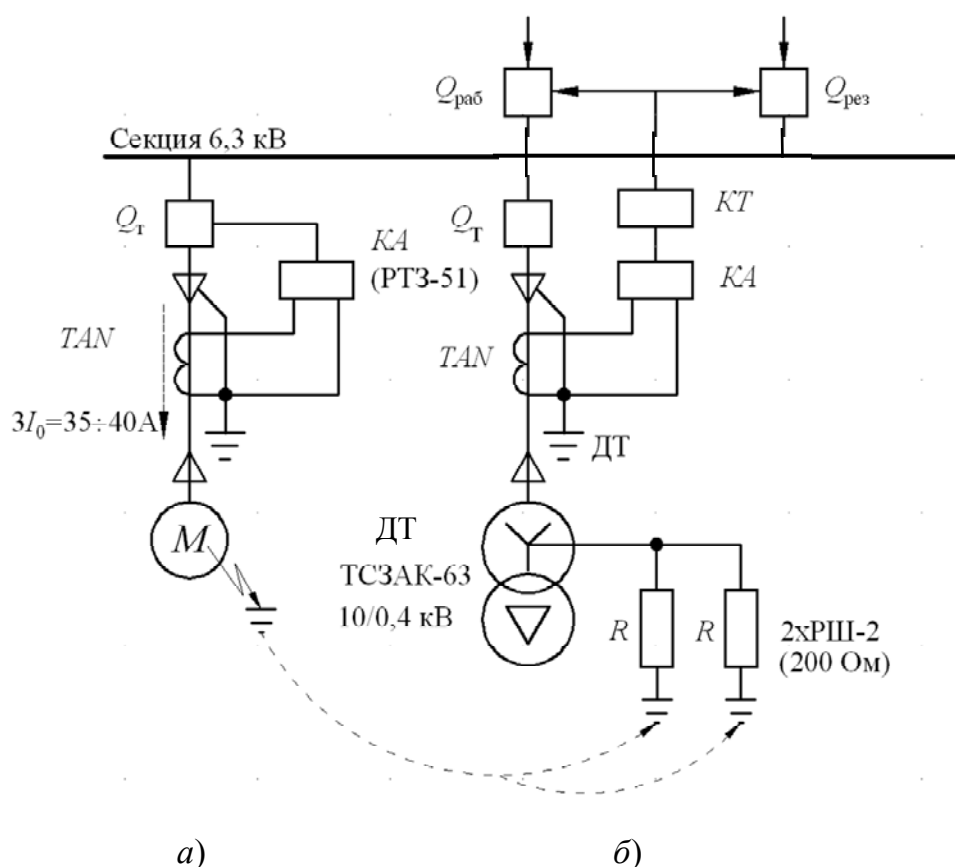


Рис. 10.8. Структурная схема защиты от замыканий на землю в сети собственных нужд 6,3 кВ:
 а – защита двигателя от замыканий на землю;
 б – схема подключения дополнительного трансформатора с заземляющими резисторами

Защита электродвигателя от замыканий на землю, как и ранее, выполняется с помощью токового реле, подключенного к ТТНП и действующего на отключение электродвигателя без выдержки времени. При отказе ЗЗ или выключателя на поврежденном присоединении, или при замыкании $K^{(1)}$ на шинах секции имеется опасность повреждения заземляющих резисторов R в нейтрали дополнительного трансформатора ДТ (рис. 10.8, б). Для исключения этого на ДТ предусматривается защита нулевой последовательности (KA, KT), действующая с выдержкой времени 0,6 с на отключение трансформатора (линии), питающего секцию 6 кВ.

Для электродвигателей механизмов карьеров, рудников, торфоразработок и других предприятий, где требуется по условиям безопасности быстрое отключение замыкания на землю даже при очень малых значениях тока в месте повреждения (0,3–0,5 А) рекомендуется применять более чувствительную направленную РЗ от замыканий на землю типа ЗЗП-1 или ЦР, имеющие данную функцию. Эта защита не требует отстройки от собственного емкостного тока двигателя и поэтому может быть выполнена более чувствительной.

Для выполнения РЗ от двойных замыканий на землю на электродвигателях, оснащенных продольной дифференциальной РЗ в двухфазном исполнении или в случае, если основная ступень ЗЗ выполнена с выдержкой времени, к вторичной обмотке ТТНП подключается действующее на отключение без выдержки времени второе токовое реле, имеющее уставку 100–200 А. Можно применить также микропроцессорное реле защиты, имеющее несколько ступеней защиты от замыканий на землю, например, серии MiCOM P120, P200.

10.7. Защита минимального напряжения

Защита минимального напряжения (ЗМН) устанавливается на электродвигателях, которые необходимо отключать при понижении напряжения для обеспечения самозапуска ответственных электродвигателей, а также электродвигателей, самозапуск которых при восстановлении напряжения недопустим по условиям техники безопасности или особенностям технологического процесса.

На электростанциях к ответственным относятся такие электродвигатели, отключение которых вызывает снижение нагрузки или останов электростанции: двигатели питательных, конденсатных и циркуляционных насосов, дутьевых вентиляторов и питателей пыли. Неответственными считаются электродвигатели, отключение которых

не отражается на нагрузке электростанции: мельниц при наличии промежуточных бункеров, насосов и т. п.

Если мощность всех ответственных электродвигателей превышает допустимую мощность по условию самозапуска, то при понижении напряжения необходимо отключать и некоторые ответственные электродвигатели. По истечении времени, достаточного для развертывания не отключаемых электродвигателей, отключенные ответственные электродвигатели можно включить при помощи АПВ.

Отключение электродвигателей при исчезновении напряжения обеспечивается установкой одного реле минимального напряжения, включенного на линейное напряжение. Существенным недостатком такой ЗМН является возможность ее неправильной работы в случае обрыва цепей напряжения. Поэтому РЗ с одним реле напряжения применима лишь для неответственных электродвигателей. Обычно применяется ЗМН с контролем снижения напряжения одновременно в трех фазах по логической схеме И. Напряжение срабатывания реле минимального напряжения принимается порядка $0,7U_{ном}$. Выдержки времени на отключение: 0,5–1,5 с – для неответственных электродвигателей, 10–15 с – для ответственных. На блочных электростанциях обычно применяется групповая защита минимального напряжения с уставками:

- Первая ступень осуществляет обеспечение самозапуска остающихся в работе электродвигателей. Она действует на часть двигателей (неответственных). Уставка выбирается по условиям обеспечения возврата при восстановлении напряжения после отключения КЗ, а также предотвращение отключения двигателя при КЗ:

$$U \leq 0,7U_n. \quad (10.24)$$

Выдержка времени первой ступени отстраивается от времени действия защит отходящих линий (двигателей) и обычно равна по времени защите питающего ввода:

$$t_{ЗМН} = t_{МТЗ ВВ}. \quad (10.25)$$

Для устойчивой работы двигателей необходимо, чтобы все защиты отходящих линий имели ТО без выдержки времени. Если это условие не обеспечивается, двигатели могут затормозиться и последует самозапуск всех двигателей, который может оказаться неуспешным, поэтому, как правило, для некоторых двигателей ЗМН равна 0,3–0,5 с.

• Вторая ступень используется для отключения остальных двигателей, если напряжение недостаточно для запуска двигателей или по технологическим условиям самозапуск уже нецелесообразен.

Уставка по напряжению равна напряжению, при котором двигатель уже не может развернуться:

$$U \leq (0,5-0,6)U_n. \quad (10.26)$$

Выдержка времени второй ступени определяется технологическими условиями работы механизмов и обычно равна $t_2 = 3-9$ с.

10.8. Защита электродвигателей напряжением до 1000 В

Защиту электродвигателей напряжением 380 и 220 В осуществляют исходя из тех же требований, которые предъявляются к электродвигателям более высоких напряжений. Для этих электродвигателей применяются мгновенная РЗ от междуфазных КЗ, РЗ от перегрузки и РЗ минимального напряжения. Защита от КЗ может осуществляться с помощью плавких предохранителей, при этом в качестве коммутационного аппарата используется трехфазный магнитный пускатель (контактор) подтянутый, пока на его катушку подано напряжение.

Магнитными пускателями называются трехфазные коммутационные аппараты низкого напряжения (контакторы), предназначенные для дистанционного управления трехфазными электродвигателями и рассчитанные на разрыв нормального рабочего тока двигателя и тока его перегрузки, но не тока КЗ. Отключение токов КЗ при применении магнитного пускателя возлагается на включаемые последовательно с ним предохранители или автоматические выключатели. Схема включения с помощью пускателя и защиты предохранителями показана на рис. 10.9. Магнитные пускатели в большинстве случаев не имеют защелки и во включенном положении удерживаются действием электромагнита KM , обмотка которого подключена на напряжение питания. Включение магнитного пускателя осуществляется нажатием кнопки $SB1$. При этом замыкается цепь обмотки удерживающего электромагнита, якорь которого притягивается и замыкает механически связанные с ним силовые контакты. Кнопка $SB1$ имеет самовозврат, поэтому после ее размыкания цепь обмотки электромагнита остается замкнутой через вспомогательный контакт $KM1$, шунтирующий кнопку $SB1$. Для отключения пускателя вручную служит кнопка $SB2$,

при нажатии которой разрывается цепь удерживания электромагнита, и его якорь, отпадая, размыкает силовые контакты *КМ1*. При понижении напряжения питающей сети электромагнит отпадает и электродвигатель отключается, чем осуществляется защита минимального напряжения. После восстановления напряжения магнитный пускатель сам включиться не может – включение его должно осуществляться вручную. Защита электродвигателя от перегрузки выполняется тепловыми реле *КА1–КА3*. Тепловые реле настраиваются таким образом, чтобы они не срабатывали от токов, проходящих при пуске и самозапущке электродвигателя.

Схема цепей управления магнитным пускателем (рис. 10.9) применяется для защиты неотчетственных электродвигателей, подверженных технологической перегрузке. В том случае, если электродвигатель не подвержен перегрузкам, из схемы исключаются контакты тепловых реле. На ответственных электродвигателях, которые не должны отключаться при снижениях напряжения, вместо кнопок управления *SB1* и *SB2* устанавливается однополюсный рубильник (выключатель), которым производится включение и отключение электродвигателя. После восстановления напряжения магнитный пускатель вновь включается, т. к. рубильник *S* остается замкнутым.

На более мощных электродвигателях применяются автоматические выключатели. Автоматы имеют катушки включения и отключения, а также встроенные реле прямого или косвенного действия. Они остаются включенными при снятии напряжения питания. В последних вариантах автоматов для двигателей большой мощности используются выносные аналоговые или микропроцессорные устройства защиты, действующие на электромагнит отключения.

Защита от междуфазных КЗ осуществляется в простейшем случае электромагнитными расцепителями мгновенного срабатывания – отсечкой автоматического выключателя, которая резервируется расцепителем с зависимой характеристикой выдержки времени. В тех случаях, когда встроенные в автоматический выключатель расцепители не обеспечивают надежной защиты электродвигателя, применяется выносная защита в виде ТО с реле тока, подключенным к ТТ двух фаз, действующая без выдержки времени на независимый расцепитель. При выполнении защиты электродвигателей от КЗ необходимо учитывать, что сети 380 В работают с заземленной нейтралью и, следовательно, в этих цепях возможны все виды КЗ, в том числе и однофазные. Поэтому предохранители устанавливаются во всех фазах, а

расцепители и токовые реле, с помощью которых осуществляется РЗ от КЗ, также должны реагировать на токи, проходящие во всех фазах и нулевом проводе.

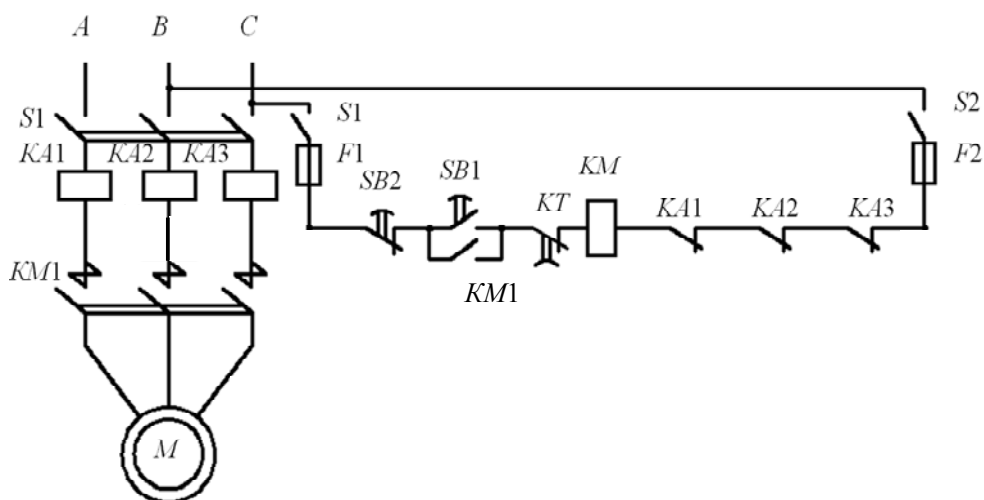


Рис. 10.9. Схема защиты электродвигателя напряжением до 1000 В с магнитным пускателем

Поскольку токи однофазного КЗ на землю в сети 380 В обычно меньше токов трехфазного КЗ, не всегда удастся обеспечить необходимую чувствительность электромагнитных расцепителей автоматических выключателей к однофазным КЗ. При этом для РЗ от однофазных КЗ используется чувствительное токовое реле, например, типа РТ-40/0,2, присоединенное к ТТНП, надеваемому на силовой кабель, питающий электродвигатель. Так, выносную РЗ от однофазных КЗ на землю рекомендуется устанавливать на электродвигателях, питающихся от трансформаторов собственных нужд со схемой соединения обмоток Δ/Y , у которых уставка отсечки автоматического выключателя 4000 А и более. Такая же РЗ рекомендуется для электродвигателей с уставкой ТО автоматического выключателя 2000 А и более, питающихся от трансформаторов собственных нужд со схемой соединения обмоток Y/Y_0 , у которых токи однофазных КЗ на землю значительно меньше, чем у трансформаторов со схемой соединения обмоток Δ/Y_0 . Вследствие значительного заглубления отсечки автоматического выключателя по условию отстройки от пускового тока электродвигателя часто не удастся обеспечить необходимую чувствительность защиты от перегрузки с помощью тепловых расцепителей, имеющих зависимую характеристику. В данном случае РЗ от перегрузки выполняется с помощью реле тока и времени.

В отдельных случаях на электродвигателях устанавливается специальная РЗ от работы на двух фазах, действующая на отключение электродвигателя. Применение такой РЗ допускается на электродвигателях, защищенных от КЗ плавкими предохранителями и не имеющих действующей на отключение РЗ от перегрузки. Защита от режима работы двумя фазами осуществляется с помощью реле ЕЛ 11-13. Эта защита работает по факту появления напряжения обратной последовательности. Реле подключается после питающего пускателя (автомата).

Специальных выносных защит двигателей 0,4 кВ имеется значительное количество вариантов. В качестве примеров рассмотрим цифровое реле MiCOM P211 и микропроцессорного блока защит типа БЗ-03.

Внешний вид реле MiCOM P211 и его подключение показаны на рис. 10.10.

Реле MiCOM P211 защищает: от КЗ; перегрузок; недогрузок; несимметричного режима; исчезновения фазы питания; перегрева двигателя; замыканий на землю (P211R). Реле включается непосредственно в силовые цепи двигателя, для чего в корпусе реле имеются отверстия для пропуска трех фаз двигателя (рис. 10.10). Если двигатель маломощный, то чувствительность защиты можно повысить, пропустив провод в отверстие несколько раз. Количество витков определяется отношением номинального (базисного) тока двигателя к минимальной уставке. Так, при номинальном токе двигателя, равном 2,5 А, можно пропустить два витка и выполнить уставку $2,5 \cdot 2 = 5$ А.

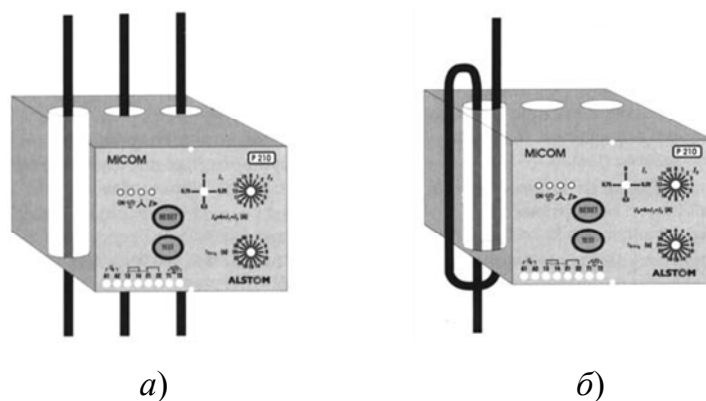


Рис. 10.10. Схема подключения для двигателей:
 $a - c I_n > \min I_{\sigma}$; $b - c I_n < \min I_{\sigma}$

Если номинальный ток двигателя превышает 80 А, то устанавливаются ТТ, а их вторичные цепи должны проходить через реле (рис. 10.10). Рекомендуется применять ТТ класса 3 или 5 с током вто-

ричной цепи 5 А. Трансформаторы тока подключаются в цепь питания двигателя. Первичный ток ТТ должен быть равен или больше $0,8I_{\text{ном}}$.

Основой выбора уставок защиты на цифровых реле является задание базисного тока $I_{\text{б}}$, относительно которого задаются остальные уставки. Базисный ток принимается равным номинальному току двигателя.

Защита от перегрузки работает по обратно-зависимой характеристике. Она пускается при токе нагрузки, равном $1,1I_{\text{б}}$. Время отключения ($t_{6I_{\text{б}}}$) задается при токе, равном $6I_{\text{б}}$, и выполняется в пределах 1–40 с при холодном состоянии двигателя. Таким образом, выбирается одна из 16 возможных характеристик. Задаваемая характеристика должна соответствовать двухкратному времени пуска двигателя из холодного состояния.

Защита имеет тепловую память: при токе нагрузки, превышающем $0,9I_{\text{б}}$, защита начинает фиксировать нагрев двигателя и постепенно, через $36t_{6I_{\text{б}}}$ переходит на характеристику нагретого двигателя. Тепловое состояние нагретого двигателя принимается за 50 %. Таким образом, защита обеспечивает выполнение требований [2] о возможности пуска двигателя два раза из холодного состояния и один раз из горячего.

Тепловая память при полном нагреве двигателя будет отменена через время $216t_{6I_{\text{б}}}$ после того, как величина тока уменьшится ниже $0,7I_{\text{б}}$.

Защита от несимметрии при неполнофазном режиме срабатывает при несимметрии, превышающей 10–50 % согласно заданной уставке (при обрыве фазы имеем 100%-ю несимметрию).

Уставка ТО может быть выполнена в пределах $(5–12)I_{\text{б}}$, выдержка времени 0,1 с.

Защита минимального тока вводится для отключения двигателя в случае его расцепления с приводимым механизмом или прекращения подачи материала в приводимый механизм. Применение такой защиты не обязательно и диктуется, как правило, требованиями технологического процесса.

Защита от повышения температуры использует встроенные внутри двигателя датчики температуры – терморезисторы, общим сопротивлением 1500 Ом в холодном состоянии. Защита срабатывает при увеличении сопротивления до величины 4000 Ом.

Имеется реле защиты MiCOM P211R, специально предназначенное для подключения ТТ. В состав функций реле входит дополни-

тельно 33. Такое реле целесообразно применять для двигателей напряжением 6–10 кВ.

Защита двигателей переменного тока с применением микропроцессорного блока защит типа БЗ-03. Блок защиты электродвигателя БЗ-03 (БЗ) предназначен для защиты трехфазных электродвигателей от перегрузок или обрыва фазы. Защита осуществляется путем отключения электродвигателя при возникновении аварийных режимов.

Устройство и принцип действия блока защиты. Блок защиты состоит из микроконтроллера и датчиков тока. Структурная схема БЗ приведена на рис. 10.11.

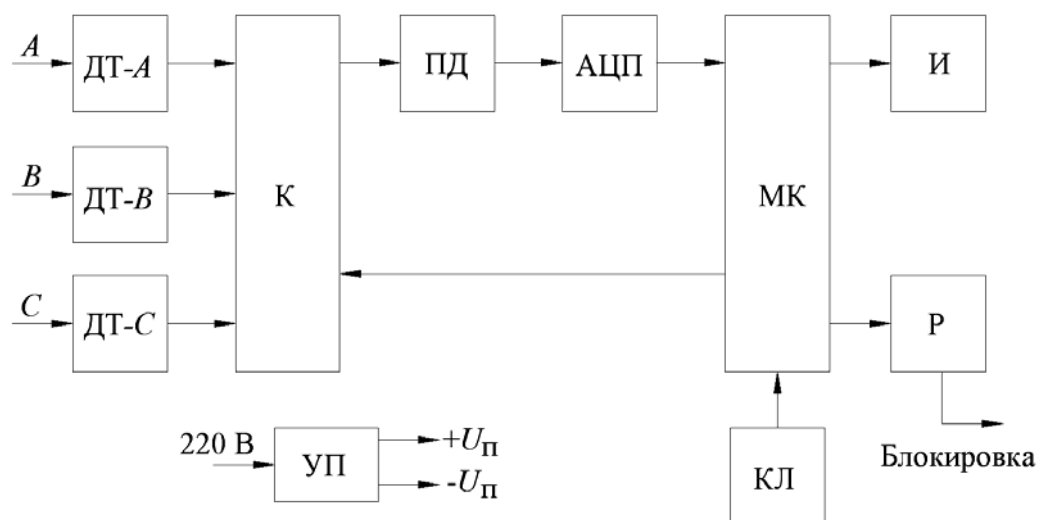


Рис. 10.11. Структурная схема блока защиты:

ДТ-А – датчик тока фазы А; ДТ-В – датчик тока фазы В; ДТ-С – датчик тока фазы С; К – коммутатор; ПД – пиковый детектор; АЦП – аналого-цифровой преобразователь; МК – микроконтроллер; И – индикатор; Р – реле; КЛ – клавиатура; УП – узел питания

Датчики тока служат для преобразования токов в цепях питания двигателя в напряжение (рис. 10.12). Первичные цепи датчиков тока образуются проводами, пропускаемыми через тороидальные магнитопроводы датчиков тока. Микроконтроллер с помощью коммутатора, пикового детектора и АЦП измеряет токи в силовых проводах фаз А, В и С. При этом коммутатор подключает для измерения одну из фаз, а пиковый детектор усиливает и запоминает на время аналого-цифрового преобразования уровни сигналов, снимаемых с датчиков тока. Значение максимального значения из измеренных фазных токов отображается на индикаторе. По измеренным значениям токов выявляются аварийные режимы работы двигателя: обрыв фазы и перегрузка по току. При появлении аварийных режимов вырабатывается сигнал

«Блокировка», срабатывает реле Р, с помощью которого производится отключение магнитного пускателя. Кнопки в устройстве предназначены для установки параметров защиты в цифровой форме. Параметры в процессе ввода отображаются на индикаторе, а по окончании ввода записываются во внутреннюю энергонезависимую память данных. В этой же памяти накапливаются сведения о количестве аварийных отключений двигателя отдельно по токовой перегрузке и по обрыву фазы. Количество отключений по изложенным причинам отображается на индикаторе во время нажатия соответствующих кнопок.

Расположение кнопок на панели управления показано на рис. 10.12.



Рис. 10.12. Общий вид БЗ-03:

- 1 – кнопка задания и вызова константы пусковой; 2 – кнопка задания и вызова времени пуска; 3 – кнопка задания и вызова константы рабочей;
- 4 – кнопка задания и вызова времени блокировки; 5 – кнопка сброса блокировки; 6 – кнопка задания и вызова максимального рабочего тока;
- 7 – индикатор двузначный; 8 – крышка защиты клеммника;
- 9 – кнопка вызова индикации счетчика количества отключений по обрыву фазы и уменьшения значений параметров; 10 – кнопка вызова индикации счетчика количества отключений по токовой перегрузке и увеличения значений параметров; 11 – болт заземления; 12 – датчики тока

Указания по применению и эксплуатации. Подключение и установка рабочего режима. Закрывать клеммник БЗ защитной крышкой и подать служебное питание ~ 220 В тумблером SA1; нажав кнопку « I_{\max} (А)» и удерживая ее в нажатом положении, кнопками «+1» и «-1» установить по индикатору величину тока максимально допустимого для защищаемого электродвигателя. Ток индицируется в десятых долях ампера.

Нажав кнопку « $C_{\text{инт}}$ (А · с)» и удерживая ее в нажатом положении, кнопками «+1» и «-1» установить по индикатору константу интегрирования, являющую собой произведение величины превышения максимально допустимого установленного тока в амперах на время ее действия в секундах:

$$C_{\text{инт}} (\text{А} \cdot \text{с}) = (I_{\text{перегрузки}} - I_{\text{max}}) T_{\text{перегрузки}}$$

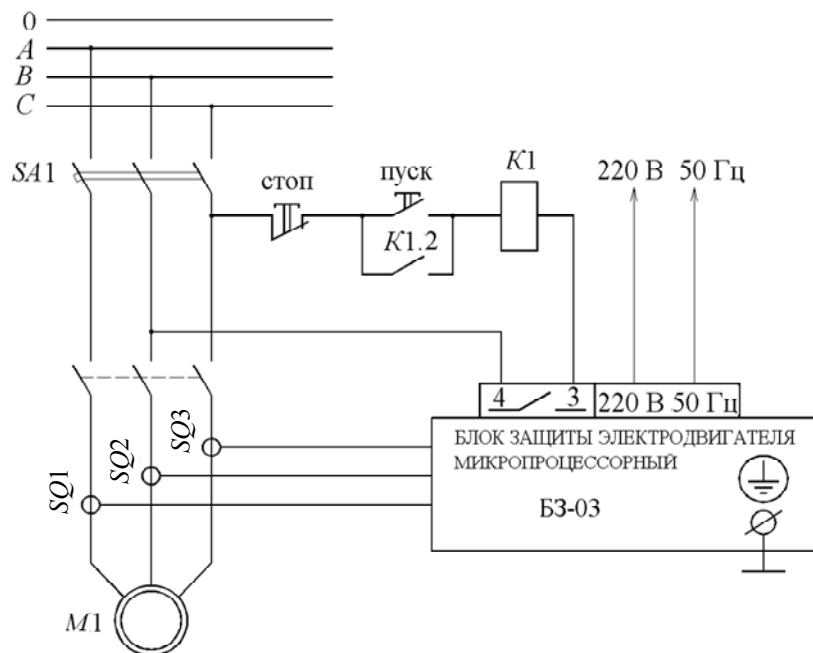


Рис. 10.13. Схема подключения БЗ: K1 – пускатель магнитный; M1 – электродвигатель; SA1 – выключатель автоматический; SQ1–SQ3 – датчик тока

Пример 10.2. Допустим, установленный максимально допустимый рабочий ток $I_{\max} = 5$ А, и необходимо действие перегрузочного тока $I_{\text{перегрузки}} = 8$ А ограничить временем $T_{\text{перегрузки}} = 10$ с. Тогда необходимо установить величину $C_{\text{инт}} (\text{А} \cdot \text{с}) = (8 \text{ А} - 5 \text{ А}) 10 \text{ с} = 30 \text{ А} \cdot \text{с}$. Естественно, что при действии иной перегрузки, например, $I_{\text{перегрузки}} = 10$ А, время действия перегрузки пропорционально сокра-

тится и составит: $T_{\text{перегрузки}} = 30 \text{ А} \cdot \text{с} / (20 \text{ А} - 5 \text{ А}) = 6 \text{ с}$. Константа индицируется в единицах $\text{А} \cdot \text{с}$.

Нажав кнопку « $T_{\text{бл}}$ (мин)» и удерживая ее в нажатом положении, кнопками «+1» и «-1» установить по индикатору желаемое время блокировки (в минутах) – время, в течение которого БЗ после его срабатывания в аварийной ситуации не разрешает повторное включение защищаемого электродвигателя.

Нажав кнопку « $T_{\text{пуск}}$ (с)» и, удерживая ее в нажатом положении, кнопками «+1» и «-1» установить по индикатору время пуска электродвигателя (в секундах) – время, в течение которого БЗ работает по отдельной, пусковой программе. Для его правильной установки следует измерить реальное время разгона электродвигателя с оборудованием до номинальной частоты его вращения и измеренное значение времени установить описанным выше способом.

Нажав кнопку « $C_{\text{пуск}}$ ($\text{А} \cdot \text{с}$)» и удерживая ее в нажатом положении, кнопками «+1» и «-1» установить по индикатору пусковую константу интегрирования, являющую собой произведение величины превышения максимально допустимого установленного тока при пуске электродвигателя на время ее действия:

$$C_{\text{пуск}} (\text{А} \cdot \text{с}) = I_{\text{пуск.ср}} \cdot T_{\text{пуск}}$$

$C_{\text{пуск}}$ ($\text{А} \cdot \text{с}$) индицируется в единицах $\text{А} \cdot \text{с}$.

Пример 10.3. Допустим, средний пусковой ток 15 А, время пуска электродвигателя $T_{\text{пуск}} (\text{с}) = 5 \text{ с}$, тогда необходимо установить:

$C_{\text{пуск}} (\text{А} \cdot \text{с}) = 15 \text{ А} \cdot 5 \text{ с} = 75 \text{ А} \cdot \text{с}$. (Следует установить по индикатору значение «75».)

После установки параметров БЗ готов к работе.

10.9. Особенности защиты синхронных двигателей

При рассмотрении РЗ синхронных электродвигателей необходимо учитывать их особенности.

Пуск большинства синхронных электродвигателей производится при отсутствии возбуждения прямым включением в сеть. Для этой цели на роторе синхронного электродвигателя предусматривается дополнительная короткозамкнутая обмотка, выполняющая во время пуска ту же роль, что и в короткозамкнутом роторе асинхрон-

ного электродвигателя. Когда скольжение электродвигателя приближается к нулю, включается возбуждение, и электродвигатель втягивается в синхронизм под влиянием появляющегося при этом синхронного момента.

Во время пуска синхронный электродвигатель потребляет из сети повышенный ток, который по мере уменьшения скольжения затухает, так же как и у асинхронного электродвигателя.

Для уменьшения понижения напряжения и пусковых токов мощные синхронные электродвигатели пускаются через реактор, который затем шунтируется. Защиты синхронных электродвигателей должны быть отстроены от токов, возникающих при их пуске или самозапуске, имеющем место при восстановлении напряжения в сети.

Момент синхронного электродвигателя зависит от напряжения сети U_d , ЭДС электродвигателя E_d и угла сдвига δ между U_d и E_d . Без учета потерь в статоре и роторе:

$$M_d = U_d \cdot E_d \sin \delta / X_d'', \quad (10.27)$$

где X_d'' – синхронное сопротивление двигателя.

При постоянных значениях U_d и E_d каждой нагрузке электродвигателя соответствует определенное значение угла δ . В случае понижения напряжения в сети, как следует из выражения (10.27), момент M_d уменьшается. Если при этом он окажется меньше момента сопротивления M_c механизма, то устойчивая работа синхронного электродвигателя нарушается, возникают качания и электродвигатель выходит из синхронизма. Нарушение устойчивости возможно также при перегрузке электродвигателя (увеличение угла δ) или снижении возбуждения (уменьшение ЭДС E_d).

Эффективным средством повышения устойчивости электродвигателя является форсировка возбуждения, увеличивающая его ЭДС. Опыт показал, что при глубоких понижениях напряжения (до нуля) синхронные электродвигатели, работающие с номинальной нагрузкой, выходят из синхронизма, если перерыв питания превышает 0,5 с.

При нарушении синхронизма частота вращения электродвигателя уменьшается, и он переходит в асинхронный режим. При этом в пусковой обмотке и цепи ротора появляются токи, создающие дополнительный асинхронный момент, под влиянием которого синхронный электродвигатель может остаться в работе с некоторым скольжением.

Токи, появляющиеся в статоре, роторе и пусковой обмотке электродвигателя при асинхронном режиме, вызывают их повышенный нагрев, поэтому длительная работа синхронных электродвигателей в асинхронном режиме с нагрузкой более 0,4–0,5 номинальной недопустима.

В связи с этим появляется необходимость в специальной РЗ от асинхронного режима, которая должна реализовать мероприятия, обеспечивающие ресинхронизацию электродвигателя или отключить его. Ресинхронизация состоит в том, что с электродвигателя снимается возбуждение (при этом его асинхронный момент повышается и скольжение уменьшается), через некоторое время включается возбуждение и электродвигатель вновь втягивается в синхронизм. Признаком нарушения синхронизма электродвигателя является появление колебаний тока в статоре и переменного тока в роторе.

Исследования и опыт эксплуатации показывают, что после отключения КЗ или включения резервного источника питания многие синхронные электродвигатели могут самозапускаться, т. е. вновь (сами) втягиваться в синхронизм. Самозапуск синхронных электродвигателей возможен, если после восстановления напряжения асинхронный момент электродвигателя настолько увеличится, что он сможет снова втянуться в синхронизм.

Защиты, применяемые на синхронных электродвигателях. На синхронных электродвигателях устанавливаются следующие РЗ: от междуфазных повреждений в статоре; замыканий обмотки статора на землю; перегрузки; от асинхронного хода; понижения напряжения в сети.

Защита от междуфазных повреждений выполняется мгновенной в виде ТО или продольной дифференциальной защиты по такой же схеме, как у асинхронных электродвигателей. Отличие заключается в том, что РЗ синхронного электродвигателя одновременно с отключением выключателя двигателя включает автомат гашения поля (АГП). Ток срабатывания отсечки отстраивается от пусковых токов и токов самозапуска электродвигателя. Крупные электродвигатели оборудуются продольной дифференциальной РЗ в двухфазном исполнении. При этом, как и в трансформаторе, применяется процентное торможение. Защита от замыканий обмотки статора на землю применяется при токах замыкания на землю более 5 А. Защита от перегрузки обычно выполняется совмещенной с РЗ от асинхронного хода (рис. 10.14).

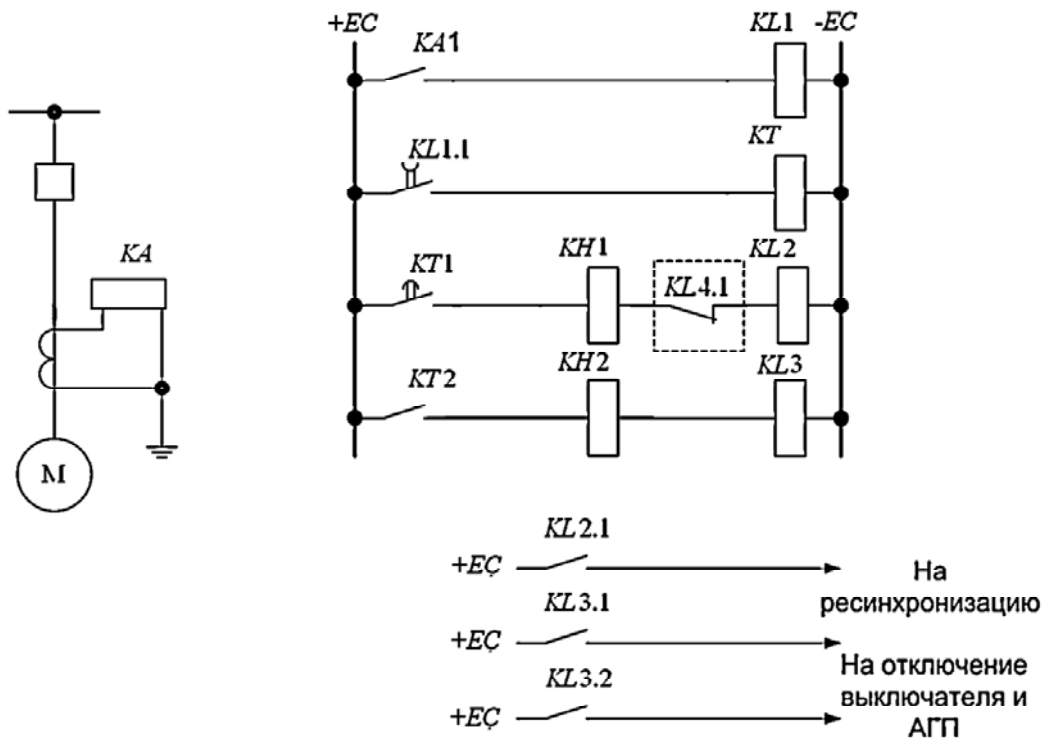


Рис. 10.14. Схема защиты синхронного электродвигателя от асинхронного режима на электромеханических реле: а – цепи тока; б – цепи постоянного оперативного тока

В качестве пускового органа в схеме РЗ от асинхронного режима и перегрузки используется токовое реле KA типа РТ-40. Это реле воздействует при срабатывании на промежуточное реле $KL1$, контакты которого $KL1.1$ в цепи реле времени KT замыкаются мгновенно, а размыкаются с замедлением. При асинхронном режиме реле времени KT не успевает возвратиться за время Δt спада тока между циклами качаний (рис. 10.15) и постепенно, за несколько периодов качаний набирает время и срабатывает на отключение. Для надежной работы РЗ время возврата $t_{\text{воз}}$ промежуточного реле $KL1$ должно быть больше времени Δt (рис. 10.15), в течение которого ток качаний недостаточен для действия реле, т. е. $t_{\text{воз}} > \Delta t$. Выдержка времени РЗ выбирается больше времени затухания пусковых токов электродвигателя. Как показал опыт эксплуатации, устройство защиты двигателя от перегрузки должно иметь выдержку на возврат ИО защиты порядка 0,5 с, что позволяет ее успешно использовать в качестве защиты от асинхронного режима.

Реле времени KT имеет две выдержки времени. По истечении первой выдержки времени замыкается контакт $KT1$, после чего промежуточное реле $KL2$ подает команды на осуществление ресинхронизации.

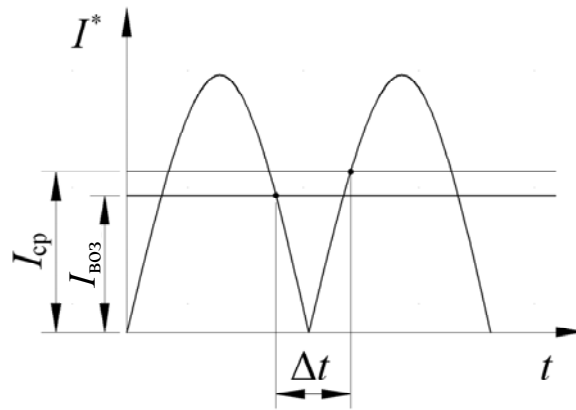


Рис. 10.15. Изменение тока статора синхронного электродвигателя при асинхронном режиме

В случае, если ресинхронизация не происходит и качания тока продолжают, замыкаются контакты реле времени $KT2$, после чего промежуточное реле $KL3$, замкнув свои контакты, подает команды на отключение выключателя и АГП.

Для предотвращения срабатывания РЗ при форсировке возбуждения, когда увеличивается ток статора, цепь обмотки реле времени размыкается контактом $KL4.1$. На СД большой мощности в качестве защиты от асинхронного режима возможно применение реле сопротивления.

Уставка по току такой комбинированной защиты выбирается так же как и обычная защита от перегрузки: ток срабатывания определяется по формуле (10.12), выдержка времени отстраивается от времени пуска двигателя с учетом времени возврата реле $KL1$:

$$t_{с.з} = t_{сам} + t_{воз KL1} + \Delta t_3. \quad (10.28)$$

Учитывая возможность затягивания процесса разворота двигателя, время запаса (t_3) принимается равным 2–3 с.

Время возврата реле $KL1$ должно перекрывать время возврата токового реле в период асинхронного режима: $t_{воз KL1} > \Delta t$. Можно принять $t_{воз KL1}$ равным 0,5–0,7 с.

Защита минимального напряжения выполняется так же, как и на асинхронных электродвигателях.

Выбор защиты минимального напряжения для отключения синхронных двигателей. Как правило, СД не допускает подачи несинхронного напряжения в случае, если возбуждение его включено (во избежание его включения в противофазу). Поэтому при ис-

чезновении напряжения или его посадке СД должны отключаться от сети, а после восстановления напряжения могут включаться вновь, если их включение необходимо, и они имеют схему автоматического повторного пуска. Возможен также их перевод в асинхронный режим отключением возбуждения и подачей возбуждения после появления напряжения.

С целью предотвращения подачи напряжения на возбужденные СД автоматика, которая подает напряжение на шины, должна выполняться с контролем отсутствия напряжения (достаточно $0,3U_{\text{ном}}$). Недопустимо, например, выполнение АВР только по признаку отключения выключателя питающего ввода.

Защита минимального напряжения для СД выбирается по условиям:

$$U \leq 0,7U_{\text{ном}}; \quad t = 0,5 \text{ с.} \quad (10.29)$$

Примечание. Для обеспечения устойчивой работы двигателя и связанного с ним механизма необходимо не допускать подключения к секции шин, откуда питаются СД, посторонней нагрузки. Если это невозможно, то посторонние фидера должны иметь отсечку без выдержки времени. Если селективную отсечку применить невозможно, то применяют неселективную ТО с выполнением селективности с помощью АПВ линий. В ряде случаев применяется специальная отсечка по напряжению с уставкой, равной уставке защиты минимального напряжения, без выдержки времени. Уставка по напряжению отсечки и защиты минимального напряжения в данном случае обычно принимается равной $0,6U_{\text{ном}}$.

Отключение синхронных двигателей при понижении частоты. Для ускорения подачи напряжения с помощью устройств АВР или АПВ целесообразно отключать двигатели автоматикой понижения частоты. После отключения питающего напряжения двигатель быстро тормозится и частота напряжения, которое СД генерирует на шины, быстро падает. При быстром его отключении сразу исчезает напряжение подпитки и запускается схема АВР (АПВ).

При выборе уставки по частоте следует иметь в виду другую автоматику, которая установлена в питающей системе – автоматическая частотная разгрузка (АЧР). Поэтому уставка отключения СД по частоте должна быть отстроена от самой низкой уставки быстродействующей АЧР, которая в настоящее время равна 46,5 Гц и 0,5 с. Если двигатель сам подключен к какой-то очереди АЧР, в качестве уставки можно принять уставку этой очереди. Если нет, то можно принять уставку по частоте, равной 46 Гц и 0,5 с.

10.10. Зарубежные защиты двигателей

Фирма GE. Реле MIG – содержит ТО, максимальную защиту, ЗЗ с выдержкой и без выдержки времени, защиту от перегрузки, от несимметрии по фазам, защиту от длительного пуска и застревания ротора. Реле M60 содержит дифференциальную защиту, ТО, ЗЗ с выдержкой и без выдержки времени, защиту от перегрузки, защиту по току обратной последовательности, защиту от повышения и понижения напряжения, защиту от повышения напряжения обратной последовательности.

Фирма ABB. Реле REM543 может включать в себя три ступени токовой защиты, две ступени токовой защиты с блокировкой по напряжению, три ступени направленной или ненаправленной токовой ЗЗ, дифференциальную защиту, защиту от перегрузки и несимметричного режима, двухступенчатую защиту от повышения и понижения напряжения, двухступенчатую защиту от повышения напряжения обратной последовательности, защиту пусковых режимов двигателя, защиту от реверса фаз. Перечень функций, входящих в конкретное устройство, выбирается в каждом случае, т. к. вместить их все одновременно невозможно по загрузке процессора. Реле SPAC802 содержит ТО, максимальную защиту, ЗЗ с выдержкой времени, защиту от перегрузки, от несимметрии по фазам, сброса нагрузки, защиту пусковых режимов двигателя, защиту от реверса фаз.

Фирма SIEMENS. Реле 7SJ551 содержит ТО, максимальную защиту, ЗЗ с выдержкой и без выдержки времени, защиту от перегрузки, от сброса нагрузки, по току обратной последовательности, защиту пусковых режимов двигателя, защиту от повышения и понижения напряжения. Реле 7SJ60 содержит ТО, максимальную защиту, ЗЗ с выдержкой и без выдержки времени, защиту от перегрузки, от сброса нагрузки, по току обратной последовательности, защиту пусковых режимов двигателя. Реле 7UT512/513 содержит дифференциальную защиту, ТО, ЗЗ с выдержкой и без выдержки времени, защиту от перегрузки, реле 7UT513 имеет также чувствительную ЗЗ на принципе сравнения токов нулевой последовательности. Реле SEL501 содержит токовую защиту, ЗЗ, защиту от перегрузки симметричным током и током обратной последовательности, защиту обратной последовательности. Реле SEL387A содержит дифференциальную защиту, токовую защиту, ЗЗ, защиту по току обратной последовательности.

Пример 10.4. Рассчитать РЗ двигателя насоса мощностью 500 кВт. Исходные данные для расчета представлены в табл. 10.1.

Таблица 10.1

Параметр	Величина
Суммарный емкостный ток замыкания на землю, А	7
Максимальный ток КЗ на шинах, кА	4,56
Минимальный ток КЗ на шинах, кА	3,95
<i>Характеристика двигателя</i>	
Тип двигателя	4АРМП-500/6,0
Номинальное напряжение, В	6300
Номинальная мощность, кВт	500
Номинальный ток, А	56,5
Кратность пускового тока	5,1
Коэффициент мощности	0,89
Коэффициент трансформации	100/5
<i>Уставки основных защит</i>	
Уставка ТО, А	5,18
Уставка ЗЗ, А	5
<i>Защита от перегрузки</i>	
Степень теплового тока, I_{θ}	0,62
Постоянная времени перегрузки T_{e1} , мин	10
Постоянная времени пуска T_{e2} , мин	8
Постоянная времени охлаждения $T_{охл}$, мин	40
Коэффициент влияния тока обратной последовательности	4
Степень тепловой сигнализации	0,950
Запрет пуска	0,90
Запрет отключения от тепловой перегрузки при пуске	Да
<i>Защита от затяжного пуска</i>	
Ток контроля пуска, А	1,24
Время пуска, с	18
Уставка по времени учета пусков, мин	30
Количество пусков из холодного состояния	3
Количество пусков из горячего состояния	1
Время запрета пуска, мин	5
Напряжение срабатывания реле минимального напряжения, кВ	4,41
Уставка реле минимального напряжения, В	70

1. Расчет уставок ТО.

Максимальный пусковой ток двигателя:

$$I_{п\max} = K_{п} \cdot I_{ном} = 5,1 \cdot 56,5 = 288,15 \text{ А.}$$

Ток срабатывания ТО определяется по формуле (10.7):

$$I_{с.з} = K_{н} \cdot I_{п\max} = 1,8 \cdot 288,15 = 518,67 \text{ А.}$$

Кратность уставки, которую необходимо выставить при ТТ с $K_I = 100/5$:

$$I_{*cp} = I_{c.3}/I_{н ТТ} = 518,67/100 = 5,18.$$

Коэффициент чувствительности определяется по формуле (10.9):

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{КЗ min}}^{(2)}/I_{c.3} = 3950/518,67 = 7,61.$$

Таким образом, ТО соответствует требованиям [1], т. к. $K_{\text{ч}} > 2$.

2. Расчет уставок ЗЗ.

Емкостный ток замыкания на землю определяется по формулам, приведенным в п. 7.3:

$$I_{c.дв} = 0,0172 \cdot S_{\text{ном}} = 0,0172 \cdot \sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 56,5/1000 = 0,01 \text{ А.}$$

Ток срабатывания ЗЗ по условию отстройки от броска емкостного тока определяем по выражению (10.23):

$$I_{c.3} = K_{\text{н}} \cdot 4 \cdot I_{c.дв} = 1,2 \cdot 4 \cdot 0,01 = 0,048 \text{ А.}$$

В защите протекает емкостный ток сети за вычетом емкостного тока двигателя и емкостного тока кабеля связи двигателя с ячейкой выключателя, величиной которых пренебрегаем. Таким образом, первичная уставка срабатывания ЗЗ должна быть 5 А первичного тока.

Коэффициент чувствительности ЗЗ:

$$K_{\text{ч}} = (I_{c.сум} - I_{c.дв})/I_{c.3} = (7 - 0)/5 = 1,4, \text{ т. е. } K_{\text{ч}} > 1,25.$$

3. Защита минимального напряжения.

Напряжение срабатывания определяется по формуле (10.24):

$$U_{c.3} = 0,7 \cdot U_{\text{ном}} = 0,7 \cdot 6,3 = 4,41 \text{ кВ.}$$

4. Защита от перегрузки.

Кратность уставки защиты от перегрузки определяем по выражению (10.16):

$$I_{>>>} = 1,1 \cdot I_{\text{ном}}/I_{н ТТ} = 1,1 \cdot 56,5/100 = 0,62.$$

По результатам расчета составим карту уставок защит на реле MiCOM P220 (табл. 10.1).

Контрольные вопросы

1. Какие защиты должны иметь асинхронные двигатели?
2. Какие защиты должны иметь СД?
3. Как осуществляется защита и выбираются уставки защиты от междуфазных КЗ двигателей?
4. Как осуществляется защита и выбираются уставки защиты от перегрузки двигателей?
5. Как осуществляется защита и выбираются уставки ЗЗ двигателей?
6. Как осуществляется защита и выбираются уставки защиты минимального напряжения двигателей?
7. Каковы особенности защиты СД?
8. Основные характеристики цифровых реле зарубежных фирм для защиты двигателей.

11. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА КОНДЕНСАТОРНЫХ УСТАНОВОК И СБОРНЫХ ШИН

11.1. Защита конденсаторных установок

Назначение и виды повреждений конденсаторных установок (КУ). Батареи статических конденсаторов (БСК) используются для компенсации реактивной мощности в сети, регулирования уровня напряжения на шинах, выравнивания формы кривой напряжения в схемах управления с частотным регулированием или в выпрямительно-инверторных системах.

Передача реактивной мощности по линии электропередачи приводит к снижению напряжения, особенно заметному на воздушных линиях электропередачи, имеющих большое реактивное сопротивление. Кроме того, дополнительный ток, протекающий по линии, приводит к росту потерь электроэнергии. Если активную мощность нужно передавать именно такой величины, которая требуется потребителю, то реактивную можно генерировать на месте потребления. Для этого служат конденсаторные батареи. Наибольшее потребление реактивной мощности имеют асинхронные двигатели. Поэтому при выдаче технических условий потребителю, имеющему в составе нагрузки значительную долю асинхронных двигателей, обычно предлагается довести $\cos\phi$ до величины 0,95. При этом снижаются потери активной мощности в сети и падение напряжения на линии электропередачи.

При минимальных нагрузках системы может создаться положение, когда конденсаторная батарея создает избыток реактивной мощности. В данном случае излишняя реактивная мощность направляется обратно к источнику питания, при этом линия опять загружается дополнительным реактивным током, увеличивающим потери активной мощности. Напряжение на шинах растет и может оказаться опасным для оборудования. Поэтому очень важно иметь возможность регулирования мощности батареи конденсаторов. В простейшем случае в минимальных режимах нагрузки можно отключить БСК. Такое регулирование является регулированием скачком. Иногда этого недостаточно и батарею делают состоящей из нескольких БСК, каждую из которых можно включить или отключить отдельно. Такое регулирование является ступенчатым регулированием. Наконец, существуют системы плавного регулирования, например, параллельно батарее включается реактор, ток в котором плавно регу-

лируется тиристорной схемой. Во всех случаях для этого применяется автоматика регулирования БСК.

Основным видом повреждений конденсаторных установок является пробой конденсатора, что приводит к междуфазному КЗ. В условиях эксплуатации возможны также ненормальные режимы, связанные с перегрузкой конденсаторов высшими гармоническими составляющими тока и повышением напряжения.

Широко применяемые схемы тиристорного регулирования нагрузки основаны на том, что тиристоры открываются схемой управления в определенный момент периода и чем меньшую часть периода они открыты, тем меньше действующее значение тока, протекающего через нагрузку. При этом появляются высшие гармоники тока в составе тока нагрузки и соответствующие им гармоники напряжения на питающем источнике. Батареи статических конденсаторов способствуют снижению уровня гармоник в напряжении, т. к. их сопротивление с ростом частоты падает и, следовательно, растет величина потребляемого батареей тока. Это приводит к сглаживанию формы напряжения. При этом появляется опасность перегрузки конденсаторов токами высших гармоник и требуется защита от перегрузки.

Схемы соединений конденсаторных установок и принцип действия защит конденсаторных установок. Конденсаторные батареи могут применяться на напряжение 0,4, 6, 10, 35 кВ. Существуют также батареи напряжением 110 кВ.

Конденсаторная батарея состоит обычно не из одного конденсатора в фазе, а сразу из нескольких, которые и образуют батарею. Количество конденсаторов в батарее зависит от необходимой мощности БСК, мощности одного конденсатора и от его номинального напряжения. Существуют конденсаторы, рассчитанные на полное напряжение сети 6 или 10 кВ. Такие конденсаторы включаются обычно по схеме треугольника, т. к. напряжение на них определяется линейным напряжением и не зависит от смещения нейтрали батареи.

Таковы, например, установки компенсации реактивной мощности КРМ-6, КРМ-10 производства фирмы «Электротехника» (г. Санкт-Петербург). Они собираются из конденсаторов напряжением 6–10 кВ, включенных в треугольник. Каждая ячейка представляет шкаф с конденсаторами мощностью 450 квар, имеющий предохранитель ПКТ-102 в цепи каждой фазы. Из таких шкафов может быть набрана батарея общей мощностью до 3150 квар. Схема одной ячейки конденсаторной батареи показана на рис. 11.1.

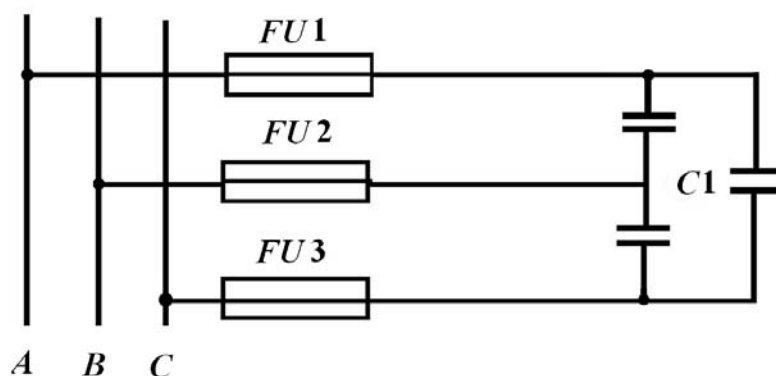


Рис. 11.1. Схема одной ячейки конденсаторной батареи КРМ-6 (КРМ-10):
FU1–FU3 – предохранители ПКТ-102, *C1* – конденсаторы

Внутри конденсаторов имеется разрядное сопротивление для его разряда после снятия напряжения. Набор из одного или нескольких шкафов подключается к секции через выключатель.

Батарея статических конденсаторов может быть выполнена из конденсаторов, не рассчитанных на полное рабочее напряжение. Так, широко распространены конденсаторы наружной установки КС-2-1.05-60 с номинальным напряжением 1,05 кВ. В данном случае батарею необходимо собирать из группы последовательно соединенных конденсаторов. Для уменьшения количества последовательных элементов батарея соединяется в звезду и на каждую группу таким образом приходится фазное напряжение. Конденсаторы соединяются параллельно в ряды из одинакового количества конденсаторов, ряды собираются последовательно таким образом, чтобы на каждый конденсатор приходилось допустимое напряжение. Каждый конденсатор имеет собственный отдельный предохранитель, который перегорает при замыкании внутри конденсатора. Количество конденсаторов в ряду выбирается, исходя из получения необходимой мощности. Минимальное количество конденсаторов в ряду определяется не только мощностью батареи, но и величиной напряжения на один конденсатор. Нейтраль батареи конденсаторов 6–35 кВ изолирована и может смещаться при неравенстве сопротивлений конденсаторов, подключенных к фазам. Существуют батареи конденсаторов напряжением 110 кВ, нейтраль у которых заземлена и ее смещения происходить не может.

Рассмотрим более подробно вопросы выбора количества конденсаторов и напряжения на них. Количество рядов конденсаторов определяется величиной фазного напряжения и допустимым напряжением на конденсатор. В каждом ряду находится одинаковое коли-

чество конденсаторов, поэтому сопротивление каждого ряда одинаково, напряжение, приходящееся на каждый ряд, также одинаково и не должно превысить номинальное напряжение конденсатора:

$$U_{\text{кон}} = U_{\text{ф max}}/n < U_{\text{ном}}. \quad (11.1)$$

Расчетное максимальное напряжение составляет $1,1 \cdot U_{\text{ном}}$. Максимальное линейное напряжение, кВ: 6,6 – для сети 6 кВ; 11,0 – для сети 10 кВ; 38,5 – для сети 35 кВ. Им соответствуют фазные напряжения 3,8, 6,35, 22,2 кВ.

Таким образом, если использовать конденсаторы с номинальным напряжением 1,05 кВ, то необходимо выполнить не менее четырех рядов для сети 6 кВ, семь рядов для сети 10 кВ, 24 ряда для сети 35 кВ. Если в каком-то ряду отключился один из конденсаторов после перегорания его предохранителя, то сопротивление этого ряда возрастает. Если предположить в ряду по два конденсатора, то сопротивление этого ряда вырастет вдвое и соответственно на конденсаторе появится напряжение примерно вдвое большее. Это напряжение может превысить допустимое и повредится другой конденсатор этого ряда. Если предположить, что в ряду было четыре конденсатора, то в ряду останется три, и сопротивление, а также напряжение повысятся примерно на 1/3. В принципе конденсаторы такое повышение напряжения допускают. Однако в соответствии с [1] количество конденсаторов в ряду было таким, чтобы при отключении одного конденсатора напряжение на оставшихся в ряду не превысило 110 % $U_{\text{ном}}$.

На рис. 11.2 представлена схема включения БСК 10 кВ, составленная из конденсаторов КС-2-1.05-60. В каждой фазе батареи имеется семь рядов конденсаторов на напряжение 1,05 кВ по четыре конденсатора в каждом ряду. Каждый конденсатор включается через собственный предохранитель. Расчетная мощность БСК – 4,9 Мвар. Каждая фаза батареи зашунтирована однофазным измерительным трансформатором ОМ-1.25/10 (*TVA*, *TVB*, *TVC*), вторичные обмотки которых соединены в разомкнутый треугольник. На выходе треугольника появляется напряжение, пропорциональное напряжению смещения нейтрали ($3U_0$), на которое включена балансная защита, специфическая для такой схемы БСК.

При одинаковых сопротивлениях фаз батареи, когда все конденсаторы исправны, напряжение нейтрали равно нулю. Если повредится один из конденсаторов, сопротивление этой фазы возрастает, нарушается баланс фазных напряжений и на выходе схемы появляется напряжение небаланса, на которое реагирует балансная защита.

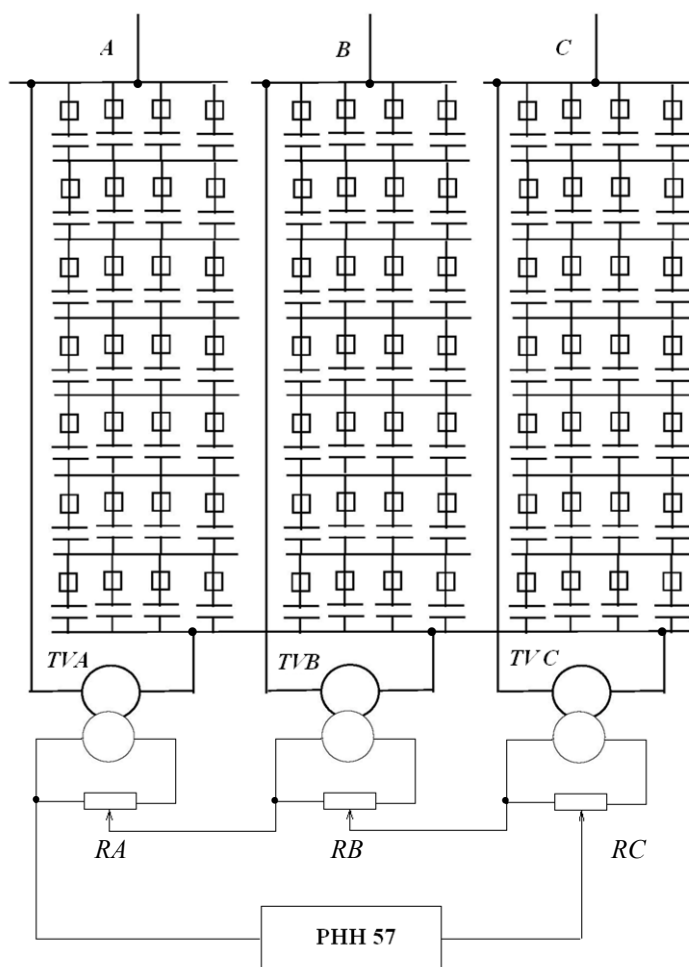


Рис. 11.2. Схема включения БСК напряжением 10 кВ из конденсаторов КС-2-1.05-60

Шунтирующие фазы ТН являются также разрядными сопротивлениями, разряжающими конденсаторы при снятии напряжения с батареи.

На напряжении 6 кВ могут быть использованы четыре ряда таких конденсаторов и шунтирующий фазу измерительный трансформатор ОМ-6.

Батарея конденсаторов 35 кВ имеет 24 ряда конденсаторов КС-2-1.05-60. Параллельно фазе включается трансформатор напряжения НОМ-35, который используется для подключения балансной защиты.

Из конденсаторов КС-2-1.05-60 может быть набрана и батарея напряжением 110 кВ. Такая батарея работает с глухозаземленной нейтралью и имеет 72 ряда конденсаторов типа КС-2-1.05-60. Фаза шунтируется трансформатором напряжения НКФ-110. Поскольку нейтраль заземлена наглухо, выполнить балансную защиту по старому

принципу невозможно. Взамен этого выполняется дифференциальная защита по напряжению. Для этой цели ряды конденсаторов делятся пополам и к середине подключается трансформатор напряжения.

Дифференциальная защита включается на разность напряжений двух ТН. Напряжения балансируются с помощью потенциометра, установленного со стороны НКФ-110 таким образом, чтобы в нормальном режиме напряжения, подаваемые от обеих ТН, равны и их разность равна нулю. При повреждении конденсатора в одной из частей схемы распределение напряжений изменяется и в реле дифференциальной защиты появляется напряжение небаланса.

При подаче напряжения на батарею возникает ток включения, зависящий от емкости батареи и сопротивления сети. Ориентировочно ток включения батареи определяется по формуле

$$I_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}} \sqrt{\frac{S_{\text{КЗ}}}{Q_{\text{ном}}}}, \quad (11.2)$$

где $I_{\text{вкл}}$ – амплитудное значение тока включения БСК; $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток БСК; $S_{\text{КЗ}}$ – мощность КЗ на шинах, в месте установки БСК; $Q_{\text{ном}}$ – номинальная мощность БСК.

Определим для примера ток включения батареи мощностью 4,9 Мвар, приняв мощность КЗ на шинах 10 кВ, к которым подключена батарея – 150 МВ · А:

– номинальный ток батареи:

$$I_{\text{ном}} = 4,9 / (\sqrt{3} \cdot 11) = 0,257 \text{ кА};$$

– амплитудное значение тока включения для выбора РЗ:

$$I_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot 0,257 \cdot \sqrt{(150/4,9)} = 2 \text{ кА}.$$

Операции с выключателем при отключении батареи часто являются определяющими при выборе выключателя. Выбор выключателя определяется по режиму повторного зажигания дуги в выключателе, когда между контактами выключателя может возникнуть удвоенное напряжение – напряжение заряда конденсатора с одной стороны и напряжение в сети в противофазе с другой стороны. Ток повторного зажигания для выключателя получается умножением тока включения на коэффициент перенапряжения $K_{\text{п}}$. Если используется выключатель того же напряжения, что и БСК, коэффициент $K_{\text{п}}$ равняется 2,5. Часто для

включения батареи 6–10 кВ используют выключатель повышенного напряжения 35 кВ. В данном случае коэффициент K_{Π} равняется 1,25.

Таким образом, ток повторного зажигания дуги

$$I_{\Pi.з} = K_{\Pi} \cdot I_{\text{вкл}}. \quad (11.3)$$

При выборе выключателя его номинальный ток (амплитудное значение) должен быть равен или больше расчетного отключаемого тока при повторном зажигании. Расчетный отключаемый ток зависит от типа выключателя и равен:

– $I_{\text{откл.расч}} = I_{\Pi.з}$ для воздушных, вакуумных и элегазовых выключателей;

– $I_{\text{откл.расч}} = I_{\Pi.з}/0,3$ для масляных выключателей.

Для примера произведем проверку параметров выключателя для токов включения, рассчитанных ранее, при применении масляного выключателя 10 кВ с током отключения 20 кА в действующих величинах или 28,3 кА в амплитудных (ВМП-10-630-20).

При мощности батареи 4,9 Мвар ток повторного зажигания составит:

$$I_{\Pi.з} = 2,5 \cdot 2 = 5 \text{ кА.}$$

Расчетный ток отключения

$$I_{\text{откл.расч}} = 5/0,3 = 17 \text{ кА.}$$

Таким образом может быть использован масляный выключатель на напряжение 10 кВ.

При увеличении мощности КЗ на шинах 10 кВ, а также при наличии двух батарей расчетный ток отключения может превысить допустимый. В данном случае, а также для повышения надежности в цепях БСК применяют быстродействующие выключатели, например, вакуумные, у которых повторные зажигания дуги не происходит за счет того, что скорость расхождения контактов при отключении больше, чем скорость восстанавливающегося напряжения.

Релейная защита батарей статических конденсаторов. Токотсечка является основной защитой от междуфазных КЗ в батарее. Ток срабатывания ТО для быстродействующих защит (например, на РТ-40 без дополнительной задержки) выбирается по условию отстройки от амплитудного тока включения.

$$I_{\text{с.з}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{вкл}}, \quad (11.4)$$

где $K_n = 1,5$ – коэффициент надежности; $I_{\text{вкл}}$ – ток включения, определяемый по формуле (11.2).

Для микропроцессорных защит, в которых вычисляется действующее значение за период и имеющих время срабатывания до 0,05 с, можно определить ток срабатывания по действующему значению тока:

$$I_{\text{вкл.действ}} = I_{\text{вкл}}/\sqrt{2}.$$

Проверяется чувствительность отсечки по току двухфазного КЗ на выводах при КЗ в минимальном режиме:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{КЗ min}}^{(2)}/I_{\text{с.з}}. \quad (11.5)$$

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 2.

Если требуемая чувствительность не обеспечивается, то дополнительно к ТО предусматривается вторая ступень с выдержкой времени 0,3–0,5 с. Ток срабатывания выбирается исходя из условия обеспечения необходимой чувствительности $K_{\text{ч}} = 2$:

$$I_{\text{с.з}} = I_{\text{КЗ min}}^{(2)}/2. \quad (11.6)$$

Максимальная токовая защита. Ток срабатывания МТЗ выбирается по условию отстройки от номинального тока батареи.

$$I_{\text{с.з}} = K_n \cdot I_{\text{ном}}/K_{\text{в}}, \quad (11.7)$$

где K_n – коэффициент надежности, принимается равным 1,2.

Коэффициент возврата соответствует применяемой аппаратуре:

– для реле РТ 40: $I_{\text{с.з}} = 1,2K_n \cdot I_{\text{ном}}/0,8 = 1,5 \cdot I_{\text{ном}}$;

– для микропроцессорных защит: $K_{\text{в}} = 0,95$; $I_{\text{с.з}} = 1,25I_{\text{ном}}$.

Еще одним условием выбора уставки МТЗ является требование выполнения защиты от перегрузки токами высших гармоник с током, равным $1,3I_{\text{ном}}$. Максимальная токовая защита вполне может выполнить эту функцию, если на ней можно установить соответствующую уставку. Реле, применяемое для этой цели, должно реагировать на токи высших гармоник. К таким реле относятся все типы микропроцессорных защит.

Токковые защиты выполняются в трехфазном трехрелейном исполнении для БСК 35–110 кВ и в двухфазном двухрелейном для БСК 6–10 кВ.

Защита от замыканий на землю. Защита от замыканий на землю выполняется по току нулевой последовательности, так же как и

защита других фидеров на ТТ нулевой последовательности при наличии кабельного ввода на батарею.

Защита от повышения напряжения. Защита от повышения напряжения действует при повышении напряжения свыше допустимого 110%-го номинального. Отключение батареи производится с выдержкой времени 3–5 мин. При срабатывании защиты от повышения напряжения повторное включение батареи разрешается после снижения напряжения в сети до номинального, но не ранее чем через 5 мин:

$$U_{c.з} = 1,1 \cdot U_{ном}; t_{c.з} = 5 \text{ мин.} \quad (11.8)$$

В данном случае за номинальное напряжение принимается номинальное напряжение конденсаторов. Защита от повышения напряжения не требуется, если при повышении напряжения к единичному конденсатору не может быть приложено напряжение, превышающее $110\% U_{ном}$.

Балансная защита. Балансная защита используется для БСК напряжением 6–35 кВ, если батарея собрана из нескольких рядов единичных конденсаторов (рис. 11.2). Эта защита предназначена для защиты от внутренних повреждений при замыкании одного ряда конденсаторов или когда в ряду повреждается конденсатор. В последнем случае на оставшихся в ряду конденсаторах возникает повышенное напряжение и балансная защита не должна допустить повышения этого напряжения. Балансная защита включается на фильтр напряжения нулевой последовательности, представляющий собой вторичные обмотки трех однофазных трансформаторов напряжения шунтирующих фазы, собранные в разомкнутый треугольник (рис. 11.2).

На выходе схемы получается сумма напряжений трех фаз, которая при симметричной системе равна 0. Потенциометры RA , RB , RC служат для компенсации исходной несимметрии напряжений. На выходе устанавливается реле, оснащенное полосовым фильтром первой гармоники, т. к. на выходе фильтра $3U_0$ выделяются гармоники кратные 3-й, которые не должны попасть на реле, поскольку отстройка от них недопустимо загроубляет защиту. В данной схеме применено реле РНН-57. Защита должна срабатывать, если перегрузка по напряжению единичного конденсатора в ряду превышает допустимую. Для этого напряжение срабатывания реле должно быть равно:

$$U_p = K_n (\beta - K_n) U_{н.к} / K_U, \quad (11.9)$$

где K_n – коэффициент надежности, принимается равным 0,9–0,95; β – коэффициент допустимой перегрузки конденсатора по напряжению, принимается для БСК-10 равным 1,15, а для БСК-35 – 1,4. Большая цифра для БСК-35 определяется тем, что при значительном количестве рядов повышается вероятность того, что будут одновременно повреждены конденсаторы в разных рядах; $K_{и}$ – коэффициент загрузки конденсатора по напряжению $K_{и} = 0,85–0,9$; $U_{н.к}$ – номинальное напряжение единичного конденсатора; K_U – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Например, для БСК 6–10 кВ, выполненной из конденсаторов КС-2-1.05-60 и содержащей семь рядов конденсаторов в фазе, с защитой, включенной через трансформаторы ОМ-1.25/10 и имеющей коэффициент трансформации 10/0,23 кВ, напряжение срабатывания будет равно:

$$U_p = 0,9(1,15 - 0,87)1050 / (10 / 0,23) = 6,6 \text{ В.}$$

Если такую защиту выполнить для БСК-35 кВ и подключить реле через НОМ-35 кВ с коэффициентом 35000/100, то получим напряжение:

$$U_p = 0,95(1,4 - 0,85)1050 / (35000 / 100) = 1,56 \text{ В.}$$

Реле РНН-57 имеет минимальную уставку 4 В.

Дифференциальная защита применяется на конденсаторных батареях БСК-110 кВ, работающих с заземленной нейтралью.

Упрощенная схема подключения защиты показана на рис. 11.3.

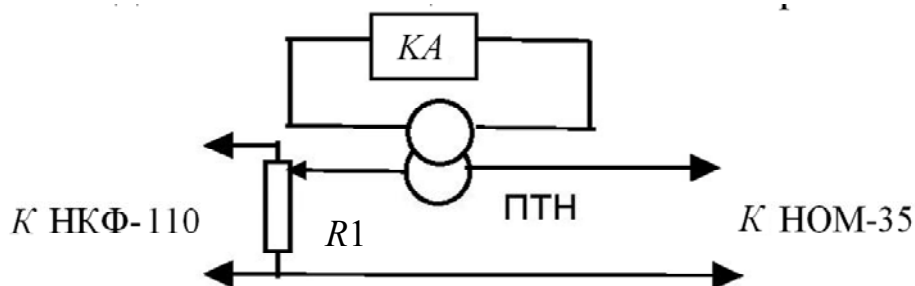


Рис. 11.3. Схема включения дифференциальной защиты первой фазы БСК 110 кВ: R1 – потенциометр для выравнивания величин напряжения; ПТН – промежуточный трансформатор; КА – токовое реле типа РТЗ-51

На схему подается напряжение от ТН 110 кВ, который подключается на фазу БСК. В принципе может быть использован и шинный ТН, однако в данном случае не обеспечивается быстрый разряд

батареи и понижается надежность работы защиты. При номинальном напряжении на шинах 110 кВ на схему поступает напряжение 100 В.

С другой стороны на схему подается напряжение от трансформатора НОМ-35, подключенного к середине фазы. На вход НОМ-35 подается половина фазного напряжения. При номинальном напряжении на шинах первичное напряжение на ТН будет равно:

$$U_{\text{вх}} = 110 / (2 \cdot \sqrt{3}) = 31,8 \text{ кВ.}$$

Вторичное напряжение при этом: $31,8 / 350 = 90,8 \text{ В}$.

Напряжения выравниваются с помощью потенциометра $R1$, подключенного на сторону ТН-110, на котором вторичное напряжение выше.

При повреждении конденсатора в верхней или нижней части от средней точки батареи баланс дифференциальной схемы нарушается и на реле защиты появляется напряжение.

Необходимая уставка на реле по напряжению определяется по формуле

$$U_p = K_n (\beta - K_{\text{и}}) U_{\text{н.к}} / (2 \cdot K_U), \quad (11.10)$$

где K_n – коэффициент надежности, принимается равным 0,95; β – коэффициент допустимой перегрузки конденсатора по напряжению принимается равным 1,4 для уменьшения вероятности ложной работы защиты при одновременном повреждении конденсаторов в разных рядах одной из половин фазы батареи; $K_{\text{и}}$ – коэффициент загрузки конденсатора по напряжению; $U_{\text{н.к}}$ – номинальное напряжение единичного конденсатора; K_U – коэффициент трансформации трансформатора напряжения НОМ-35.

Для данной схемы определим уставку реле по напряжению

$$U_p = 0,95(1,4 - 0,85)1050 / 2(35 / 0,1) = 1,35 \text{ В.}$$

Реле напряжения с уставкой 1,35 В выполнено быть не может, поэтому используют взамен реле напряжения токовое реле РТЗ-51. Это реле имеет в своей схеме полосовой фильтр основной гармоники для исключения влияния высших гармонических составляющих в токе небаланса.

Следует обратить внимание на некоторые недостатки такой схемы защиты. При исчезновении одного из напряжений на реле подается полное напряжение, которое вызовет его выход из строя. По-

этому цепи напряжения подключаются через автомат, по которому проходят одновременно токи обоих ТН одной фазы.

Выбор аппаратуры для защиты батареи статических конденсаторов. На основании изложенного выше можно сформулировать следующие требования к аппаратуре РЗ для БСК:

- Токовая отсечка реагирует на амплитудное или действующее значение тока, поэтому необходимо точно знать для правильного выбора уставки, на что именно реагирует аппаратура.

- Максимальная токовая защита должна реагировать на сумму основной и высших гармоник, это позволит использовать ее как защиту от перегрузки токами высших гармоник.

- Защита от повышения напряжения реагирует на повышение линейного напряжения и выполняется с выдержкой времени.

- Защита от замыкания на землю выполняется такой же, как и защиты на отходящих фидерах по принципам, принятым для всей подстанции.

Эти требования относятся к защите БСК 6–10 кВ, выполненной с конденсаторами, рассчитанными на полное рабочее напряжение и собранными по схеме треугольника.

Если батарея собирается из отдельных конденсаторов, соединенных в ряды, которые соединяются последовательно, то возникает еще одна задача: защита БСК от внутренних повреждений. Для таких защит используется балансная защита для БСК напряжением до 35 кВ или дифференциальная защита для БСК напряжением 110 кВ.

Выполнение такой защиты возможно на специально разработанных реле, которые имеют высокую чувствительность и фильтр основной гармоники, который устраняет из тока небаланса составляющие высших гармоник. В защите применены реле РНН-57 и РТЗ-50(51), которые обладают необходимыми свойствами.

Схема защиты БСК может быть собрана на отдельных реле или применено комплектное устройство, содержащее необходимые защиты. Минимальный набор защит для БСК 6–10 кВ: МТЗ и ТО в двухфазном исполнении. Это могут быть микроэлектронные или микропроцессорные защиты. Микропроцессорный вариант предпочтительней для конденсаторных батарей, которые нужно защищать от перегрузки токами высших гармоник, т. к. они реагируют на суммарную величину основной и высокочастотных гармонических составляющих.

Если требуется защита от повышения напряжения возможно применение микроэлектронного или микропроцессорного устройства, на которых такая защита может быть выполнена.

Если необходимо защитить БСК 35–110 кВ, то требуется трехфазное реле тока, лучше микропроцессорный вариант с реле для защиты от повышения напряжения. Для балансной или дифференциальной защиты можно предусмотреть реле РНН-57 или РТЗ-51. При выборе аппаратуры других производителей необходимо проверить, что это устройство реагирует только на первую гармонику тока или напряжения и имеет нужную минимальную уставку.

11.2. Защита сборных шин

Виды повреждений шин. Короткие замыкания на шинах в системе электроснабжения могут возникать из-за загрязнения или повреждения шинных изоляторов, втулок выключателей, повреждений ТТ, а также при ошибочных действиях персонала с шинными разъединителями. Повреждения на шинах маловероятны. Однако, учитывая весьма тяжелые последствия, к которым эти повреждения могут привести, необходимо иметь защиту, действующую при повреждении шин. Повреждения на шинах высокого напряжения могут быть отключены резервными РЗ, установленными на противоположной стороне элементов, подключенных к этим шинам (рис. 11.4).

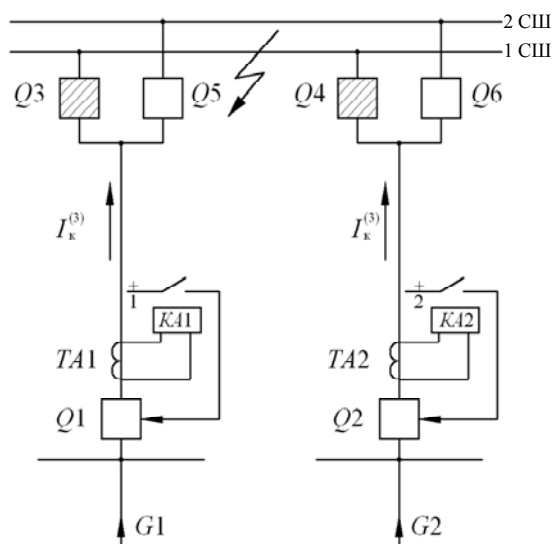


Рис. 11.4. Схема подстанции с двумя выключателями на каждом присоединении. Выключатели, отключаемые защитой при КЗ на первой системе шин, заштрихованы

При КЗ на шинах РЗ должна действовать на отключение всех присоединений, питающих шины. При КЗ на 1СШ отключаются оба выключателя Q_1 и Q_2 и подстанция полностью обесточивается, хотя

при этом можно сохранить питание 2СШ, отключив выключатели Q_3 и Q_4 и включив Q_5 и Q_6 . В связи с этим РЗ шин приобретают особую ответственность, т. к. неправильное действие РЗ приводит к отключению всей подстанции либо одной секции шин. В качестве быстродействующей и селективной РЗ шин получила дифференциальная защита. На подстанциях с небольшим количеством отходящих присоединений используется логическая защита шин (гл. 7).

Дифференциальная защита шин. Принцип действия дифференциальной защиты шин (ДЗШ) основан на сравнении величин и фаз токов, приходящих к шинам и отходящих от них. Для питания ДЗШ на всех присоединениях устанавливаются ТТ с одинаковым коэффициентом трансформации независимо от величины тока присоединения (рис. 11.5).

Дифференциальное реле I подключается к ТТ всех присоединений так, чтобы при первичных токах, направленных к шинам, в нем проходил ток, равный сумме токов всех присоединений, т. е. $I_p = \sum I_{пр}$.

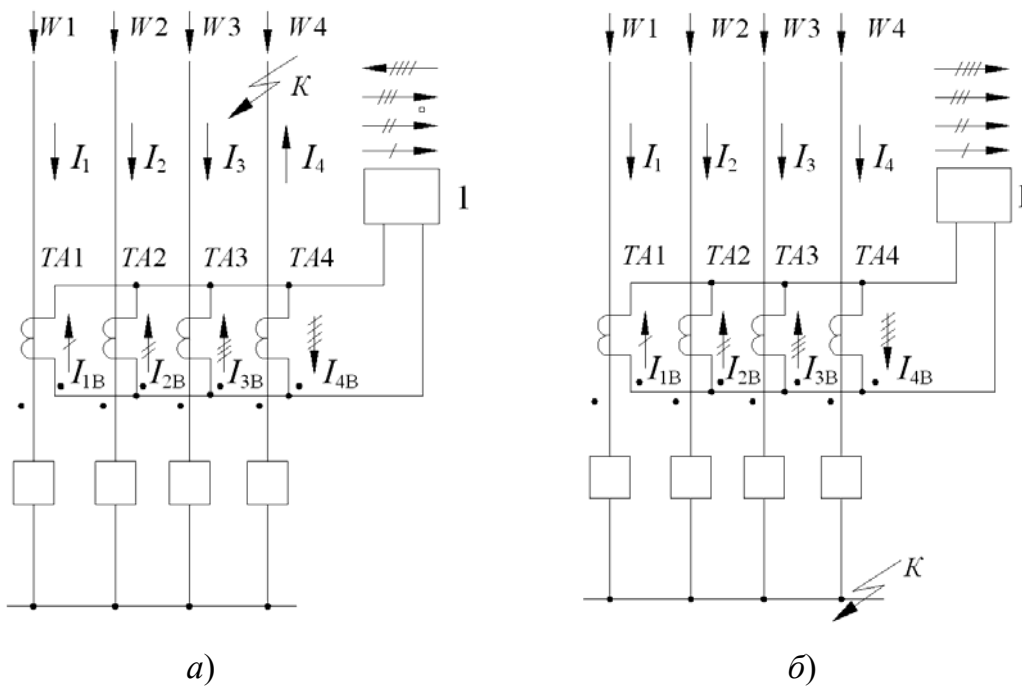


Рис. 11.5. Распределение токов во вторичных цепях дифференциальной защиты шин:
 а – при внешних КЗ; б – при КЗ на шинах

При внешнем КЗ (точка K на рис. 11.5, а) ток КЗ I_4 , притекающий от шин к месту КЗ по поврежденной ЛЭП W_4 , равен сумме токов, притекающих к шинам от источников питания по линиям W_1, W_2, W_3 , т. е.

$I_4 = I_1 + I_2 + I_3$. Из распределения токов (рис. 11.5, а) видно, что вторичные токи $\underline{I}_{1В}$, $\underline{I}_{2В}$ и $\underline{I}_{3В}$, соответствующие первичным токам, притекающим к шинам, направлены в обмотке реле противоположно вторичному току $\underline{I}_{4В}$ (первичный ток которого уходит от шин). Ток в реле

$$I_p = I_{1В} + I_{2В} + I_{3В} - I_{4В}. \quad (11.11)$$

Выражая вторичные токи через первичные с учетом равенства (11.11), получим

$$\underline{I}_p = \underline{I}_{1В}/K_I + \underline{I}_{2В}/K_I + \underline{I}_{3В}/K_I - \underline{I}_{4В}/K_I = 0.$$

Следовательно, если пренебречь погрешностями ТТ, то при внешних КЗ ток в реле отсутствует. С учетом токов намагничивания вторичные токи ТТ составят:

$$\underline{I}_{1В} = \underline{I}_1/K_I - \underline{I}_{НОМ1}, \quad \underline{I}_{2В} = \underline{I}_2/K_I - \underline{I}_{НОМ2} \text{ и т. д.}$$

Подставим эти значения вторичных токов в выражение (11.11) и получим

$$\underline{I}_p = \underline{I}_{НАМ4} - \underline{I}_{НАМ1} - \underline{I}_{НАМ2} - \underline{I}_{НАМ3} = \underline{I}_{НБ}.$$

Это выражение позволяет сделать вывод, что вследствие погрешности ТТ в реле появляется ток небаланса $\underline{I}_{НБ}$, равный геометрической разности токов намагничивания ТТ на поврежденном присоединении и ТТ всех остальных неповрежденных присоединений, по которым ток КЗ притекает к шинам. Защита не будет действовать при условии, что ток срабатывания реле будет больше максимального тока небаланса, возникающего при $I_{ср} > I_{НБ \max}$.

При КЗ на шинах (рис. 11.6, б), по всем присоединениям, имеющим источники питания, ток КЗ направляется к месту повреждения, т. е. к шинам подстанции. Вторичные токи направлены в обмотке реле одинаково, поэтому ток в реле равен их сумме:

$$\underline{I}_p = (\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3 + \underline{I}_4)/K_I.$$

Так как $I_1 + I_2 + I_3 + I_4 = I_K$, то

$$I_p = I_K/K_I. \quad (11.12)$$

Выражение (11.12) показывает, что при КЗ на шинах ДЗШ реагирует на полный ток I_K в месте КЗ. Защита будет действовать, если $I_K > I_{с.з.}$

В нормальном режиме сумма токов, приходящих к шинам всегда равна сумме токов, отходящих от шин, поэтому ток в реле равен нулю: $I_p = 0$. Из-за погрешности ТТ в реле появляется ток небаланса, который мал в нормальном режиме и увеличивается при внешнем КЗ.

Ток небаланса резко возрастает при наличии апериодической составляющей в токе КЗ. Поэтому в ДЗШ применяют дифференциальное реле тока типа РНТ-565 с быстронасыщающимся трансформатором (гл. 9) при одинаковых коэффициентах трансформации ТТ на присоединениях. В схемах, имеющих разные коэффициенты трансформации, применяют реле типа РНТ-567.

Ток срабатывания ДЗШ выбирается по двум условиям:

– по условию отстройки от тока небаланса, обусловленного 10%-ной погрешностью ТТ:

$$I_{с.з} \geq K_{отс} \cdot 0,1 \cdot I_{к \max}; \quad (11.13)$$

– по условию отстройки от тока нагрузки наиболее загруженного присоединения в случае обрыва его токовой цепи в схеме ДЗШ:

$$I_{с.з} \geq K_{отс} \cdot I_{нагр \max}, \quad (11.14)$$

где $K_{отс} = 1,2-1,25$ – коэффициент отстройки; $I_{к \max}$ – максимальный ток КЗ на шинах.

Ток срабатывания принимается большим из двух полученных значений.

Коэффициент чувствительности определяется по минимальному току двухфазного КЗ на шинах:

$$K_{ч} = I_{к \min}^2 / I_{с.з} > 2. \quad (11.15)$$

Высокую чувствительность защиты можно обеспечить, применив цифровое дифференциальное реле защиты шин, например, типа REB103 или 7SS50/51.

Технические характеристики реле REB103:

– дифференциальное реле защиты шин с процентным торможением при междуфазных КЗ и КЗ на землю;

– реле имеет низкую максимальную уставку по дифференциальному току, равную приблизительно 1 % от номинального тока наиболее нагруженного присоединения;

– время действия составляет 0,06–0,09 с.

Торможение обеспечивает:

– хорошую отстройку от тока небаланса при КЗ вне зоны действия защиты с током КЗ, содержащим максимальную апериодическую составляющую;

– возможность использования ТТ различных конструкций с разными характеристиками и различными коэффициентами трансформации.

На подстанциях напряжением 110/6(10) кВ применяют упрощенную неполную дифференциальную защиту шин. Такую защиту применяют в случае, если несколько отходящих присоединений 6–10 кВ подключены к шинам через токоограничивающий реактор. Реактор существенно уменьшает токи КЗ на этих присоединениях и, следовательно, на них можно применять менее дорогие выключатели с меньшим отключающим током. Такие присоединения не входят в зону действия ДЗШ. В данном случае ток срабатывания ДЗШ должен быть отстроен от тока КЗ на этих присоединениях с учетом тока подпитки места КЗ токами нагрузки других неповрежденных присоединений:

$$I_{с.з} \geq K_{отс} (I_{к.пр} + K_{сзп} \cdot I_{нагр}),$$

где $I_{к.пр}$ – максимальный ток КЗ за реактором присоединения;
 $K_{сзп} = 1,2–1,3$ – коэффициент самозапуска нагрузки.

Чувствительность неполной ДЗШ оценивается по выражению (11.15), но при этом коэффициент чувствительности достаточно иметь 1,5.

Очевидно, что неполную ДЗШ можно применить в том случае, если минимальный ток КЗ на шинах намного превышает ток КЗ на реактированном присоединении, т. е. при достаточно большом сопротивлении реактора.

Контрольные вопросы

1. Назовите основные виды повреждений и ненормальных режимов работы БСК.
2. Схемы БСК.
3. Токовая отсечка БСК. Выбор параметров срабатывания.
4. Максимальная токовая защита БСК. Выбор параметров срабатывания.
5. Защита от замыканий на землю БСК. Защита от повышения напряжения.
6. Балансная защита БСК. Выбор параметров срабатывания.
7. Дифференциальная защита БСК.

8. В чем заключается выбор аппаратуры для защиты БСК?
9. Назовите основные виды повреждений и ненормальных режимов сборных шин.
10. Назначение защит сборных шин.
11. Дифференциальная защита сборных шин. Принцип действия. Выбор параметров срабатывания.
12. Аппаратура для защиты сборных шин.
13. Неполная дифференциальная защита сборных шин. Принцип действия. Выбор параметров срабатывания.

12. АВТОМАТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В данной главе рассматриваются некоторые виды автоматики, широко распространенные в электрических сетях. К ним относятся устройства автоматического повторного включения (АПВ), автоматического ввода резервного питания (АВР), автоматической частотной разгрузки (АЧР), автоматического повторного включения после работы АЧР (ЧАПВ), автоматики регулирования напряжения трансформаторов (АРНТ). Принцип работы устройств автоматики, требования, предъявляемые к ним и пути их реализации для наглядности, а также в связи с их широкой распространенностью в настоящее время рассмотрены на примерах схем, выполненных на электромеханических реле, и приведены принципы выполнения автоматики на микропроцессорных устройствах.

12.1. Автоматическое повторное включение

Назначение АПВ. Многолетний опыт эксплуатации линий электропередачи показал, что значительная часть КЗ, вызванных перекрытием изоляции, схлестыванием проводов и другими причинами, при достаточно быстром отключении линий РЗ, самоустраняется. При этом электрическая дуга, возникшая в месте КЗ, гаснет, не успев вызвать существенных разрушений, препятствующих повторному включению линий под напряжение. Такие самоустраняющиеся повреждения принято называть *неустойчивыми*.

Статистические данные о повреждаемости линий электропередачи за длительный период эксплуатации показывают, что доля неустойчивых повреждений весьма значительна и составляет 50–90 %.

Учитывая, что отыскание места повреждения на линии электропередачи путем ее обхода требует длительного времени и что многие повреждения носят неустойчивый характер, обычно при ликвидации аварий оперативный персонал производит опробование линии путем включения ее под напряжение. Операцию включения под напряжение отключившейся линии называют *повторным включением*. Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остается в работе. Поэтому повторные включения при неустойчивых повреждениях принято называть *успешными*.

Реже на линиях возникают такие повреждения, как обрывы проводов, тросов или гирлянд изоляторов, падение или поломка опор и т. д. Такие повреждения не могут самоустраниться и поэтому их на-

зывают *устойчивыми*. При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение с КЗ, линия вновь отключается защитой. Поэтому повторные включения линий при устойчивых повреждениях называют *неуспешными*.

Повторное неавтоматическое включение линий на подстанциях с постоянным оперативным персоналом или на телеуправляемых объектах занимает несколько минут, а на подстанциях нетелемеханизированных и без постоянного оперативного персонала 0,5–1 ч и более. Поэтому для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей широко используются АПВ. Время действия АПВ обычно не превышает нескольких секунд. Поэтому при успешном включении они быстро подают напряжение потребителям, чего не может обеспечить оперативный персонал.

Согласно [1] обязательно применение АПВ – на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением выше 1000 В. Автоматическое повторное включение восстанавливает нормальную схему также в тех случаях, когда отключение выключателя происходит вследствие ошибки персонала или ложного действия РЗ.

Наиболее эффективно применение АПВ на линиях с односторонним питанием, т. к. в данных случаях каждое успешное действие АПВ восстанавливает питание потребителей и предотвращает аварию.

В кольцевых сетях отключение одной из линий не приводит к перерыву питания потребителей. Однако и в данном случае применение АПВ целесообразно, т. к. ускоряет ликвидацию ненормального режима и восстановление нормальной схемы сети, при которой обеспечивается более надежная и экономичная работа.

Опыт эксплуатации показал, что неустойчивые КЗ часто бывают не только на воздушных линиях, но и на шинах подстанций. Поэтому на подстанциях, оборудованных быстродействующей защитой шин, также применяются АПВ, которые производят повторную подачу напряжения на шины в случае их отключения РЗ. Автоматическое повторное включение шин имеет высокую успешность и эффективность, поскольку каждый случай успешного действия предотвращает аварийное отключение целой подстанции или ее части.

Устройствами АПВ оснащаются все одиночно работающие трансформаторы мощностью 1000 кВ · А и выше, а также трансформаторы меньшей мощности, питающие ответственную нагрузку. Автоматическое повторное включение трансформаторов выполняется так, что их действие происходит только при отключении трансформатора от МТЗ. Повторное включение при повреждении самого транс-

форматора, когда он отключается защитами от внутренних повреждений, не производится. Успешность действия АПВ трансформаторов и шин так же высока, как у воздушных линий и составляет 70–90 %.

В ряде случаев АПВ успешно используются на кабельных и на смешанных кабельно-воздушных тупиковых линиях 6–10 кВ. При этом, несмотря на то что повреждения кабелей бывают, как правило, устойчивыми, успешность действия АПВ на кабельных линиях составляет 40–60 %. Это объясняется тем, что КЗ на кабельных линиях самоустраняются редко.

Применение АПВ позволяет в ряде случаев упростить схемы РЗ и ускорить отключение КЗ в сетях высокого напряжения, что также является положительным качеством этого вида автоматики.

Классификация АПВ. Основные требования к устройствам АПВ

В эксплуатации получили применение следующие виды АПВ:

- трехфазные, осуществляющие включение трех фаз выключателя после их отключения РЗ;
- однофазные, осуществляющие включение одной фазы выключателя, отключенной РЗ при однофазном КЗ;
- комбинированные, осуществляющие включение трех фаз при междуфазных повреждениях или одной фазы при однофазных КЗ.

Трехфазные АПВ, в свою очередь, подразделяются на несколько видов: простые (ТАПВ), быстродействующие (БАПВ), с проверкой наличия напряжения (АПВНН) или отсутствия напряжения (АПВОН), с ожиданием синхронизма (АПВОС), с улавливанием синхронизма (АПВУС) и др.

По виду оборудования, на которое действием АПВ повторно подается напряжение, различают: АПВ линий, АПВ шин, АПВ трансформаторов и АПВ двигателей.

По числу циклов (кратности действия) АПВ различают: АПВ однократного действия и АПВ многократного действия.

Схемы АПВ, применяемые на линиях и другом оборудовании, в зависимости от конкретных условий, могут существенно отличаться одна от другой. Однако все они должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- Схемы АПВ должны приходить в действие при аварийном отключении выключателя, находившегося в работе.
- Схемы АПВ не должны приходить в действие при оперативном отключении выключателя персоналом, а также в случаях, когда

выключатель отключается РЗ сразу же после его включения персоналом, т. е. при включении выключателя на КЗ, поскольку повреждения в таких случаях обычно бывают устойчивыми. В схемах АПВ должна также предусматриваться возможность запрета действия АПВ при срабатывании отдельных защит. Так, не допускается действие АПВ трансформаторов при внутренних повреждениях. В отдельных случаях не допускается действие АПВ линий при срабатывании дифференциальной защиты шин.

- Схемы АПВ должны обеспечивать определенное количество повторных включений, т. е. действовать с заданной кратностью. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия. Применяются также АПВ двухкратного, а в некоторых случаях и трехкратного действия.

- Время действия АПВ должно быть минимально возможным, для того чтобы обеспечить быструю подачу напряжения потребителям и восстановить нормальный режим работы. Наименьшая выдержка времени, с которой производится АПВ на линиях с односторонним питанием, принимается 0,3–0,5 с.

- Схемы АПВ должны автоматически учитывать готовность выключателя, на который действует АПВ, к новому действию.

Электрические АПВ однократного действия с автоматическим возвратом получили наиболее широкое распространение. Наиболее часто такие АПВ выполняются на базе комплектных устройств типа РПВ-58 (рис. 12.1). В этом реле однократность АПВ обеспечивается за счет конденсатора C , который заряжается только при включенном положении выключателя.

В рассматриваемой схеме дистанционное управление выключателем производится ключом управления $SA1$, у которого предусмотрена фиксация положения последней операции. Указанные ключи управления имеют три положения: «Включить», «Отключить» и «Нейтральное», причем после операций включения и отключения ключ возвращается в нейтральное положение. Поэтому после операции включения ключ остается в положении «Включено» (B_2), а после операции отключения – в положении «Отключено» (O_2). Когда выключатель включен и ключ управления находится в положении «Включено», к конденсатору C подводится «плюс» оперативного тока через контакты ключа, а «минус» – через зарядный резистор $R2$. При этом конденсатор заряжается и схема АПВ находится в состоянии готовности к действию.

При включенном выключателе реле положения «Отключено» *KL2*, осуществляющее контроль исправности цепей включения, током не обтекается и его контакт в цепи пуска АПВ разомкнут.

Пуск АПВ происходит при отключении выключателя под действием РЗ в результате возникновения несоответствия между положением ключа, которое не изменилось, и положением выключателя, который теперь отключен. Несоответствие положений ключа управления и выключателя характеризуется тем, что через контакты ключа управления 1–3 на схему АПВ по-прежнему подается «плюс» оперативного тока, а ранее разомкнутый вспомогательный контакт (блок-контакт) выключателя *QF* переключился и замкнул цепь обмотки реле *KL2*, которое, срабатывая, подает «минус» на обмотку реле времени *KT1*.

При срабатывании реле времени размыкается его мгновенный размыкающий контакт *KT1.1*, вводя в цепь обмотки реле дополнительное сопротивление (резистор *R1*). Это приводит к уменьшению тока в обмотке реле, благодаря чему обеспечивается его термическая стойкость при длительном протекании тока.

По истечении времени установленной выдержки реле времени замыкает замыкающий контакт *KT1.2* и подключает параллельную обмотку реле *KL1* к конденсатору *C*. Реле *KL1* при этом срабатывает от тока разряда конденсатора и самоудерживается через свою вторую обмотку, включенную последовательно с обмоткой контактора *QAC*, подает импульс на включение выключателя. Благодаря использованию последовательной обмотки реле *KL1* обеспечивается необходимая длительность импульса для надежного включения выключателя, поскольку параллельная обмотка этого реле при разряде конденсатора обтекается током кратковременно. Выключатель включается, размыкается его вспомогательный контакт *QF* и реле *KL2*, *KL1* и *KT1* возвращаются в исходное положение.

После размыкания контакта реле времени конденсатор *C* начнет заряжаться через зарядный резистор *R2*. Сопротивление этого резистора выбирается таким, чтобы время полного заряда составляло 20–25 с. Таким образом, спустя указанное время, схема АПВ будет автоматически подготовлена к новому действию.

Если повреждение было устойчивым, то выключатель, включившись, снова отключится защитой и вновь сработают реле *KL2* и *KT1*. Реле *KL1*, однако, при этом второй раз работать не будет, т. к. конденсатор *C* был разряжен при первом действии АПВ и зарядиться еще не успел. Таким образом, рассмотренная схема обеспечивает однократное действие при устойчивом КЗ на линии.

При оперативном отключении выключателя ключом управления S_{A1} несоответствия не возникает и АПВ не действует, т. к. одновременно с подачей импульса на отключение выключателя контактами 6–8 ключа S_{A1} размыкаются контакты 1–3, чем снимается «плюс» оперативного тока со схемы АПВ. Поэтому сработает только реле $KL2$, а реле $KT1$ и $KL1$ не сработают. Одновременно со снятием оперативного тока контактами 1–3 QF замыкаются контакты 2–4 и конденсатор C разряжается через сопротивление $R3$. При оперативном включении выключателя ключом управления готовность АПВ к действию наступает после заряда конденсатора C через 20–25 с.

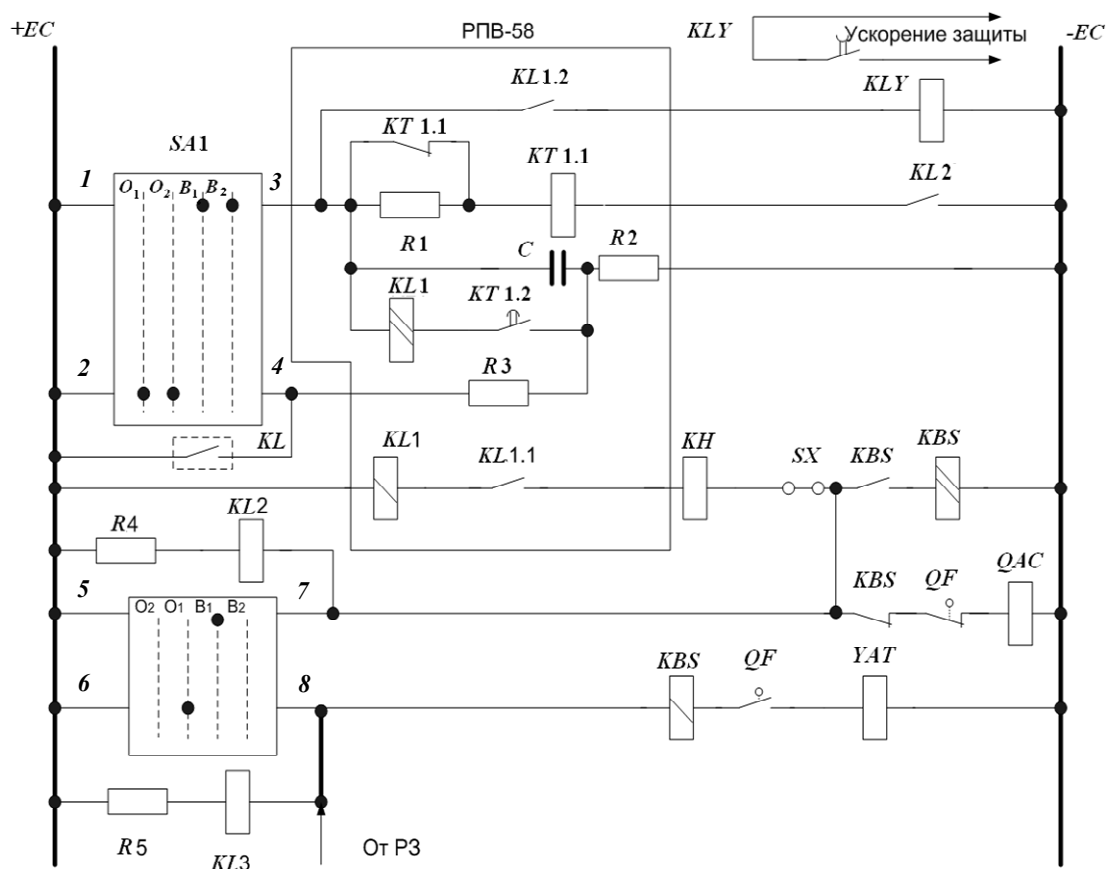


Рис. 12.1. Схема электрического АПВ однократного действия для линии с масляным выключателем

При отключении линии РЗ, когда действие АПВ не требуется, через резистор $R3$ производится быстрый разряд конденсатора C .

Для предотвращения многократного включения выключателя на устойчивое КЗ, что могло бы иметь место в случае застревания контактов реле $KL1$ в замкнутом состоянии, в схеме управления (рис. 12.1) устанавливается промежуточное реле KBS типа РП-232 с

двумя обмотками: рабочей последовательной и удерживающей параллельной. Реле *KBS* срабатывает при прохождении тока по катушке отключения выключателя и удерживается в сработавшем положении до снятия команды на включение. При этом цепь обмотки *QAC* замыкается размыкающим контактом *KBS*, предотвращая включение выключателя.

На телемеханизированных подстанциях для управления выключателями используются ключи управления без фиксации положения типа ПМОВ или МКВ, а для запоминания предыдущей команды управления предусматриваются реле фиксации команды. В качестве реле фиксации используются двухпозиционные промежуточные реле типов РП-8 или РП-11. Схема включения обмоток и контактной системы реле РП-11 приведена на рис. 12.2.

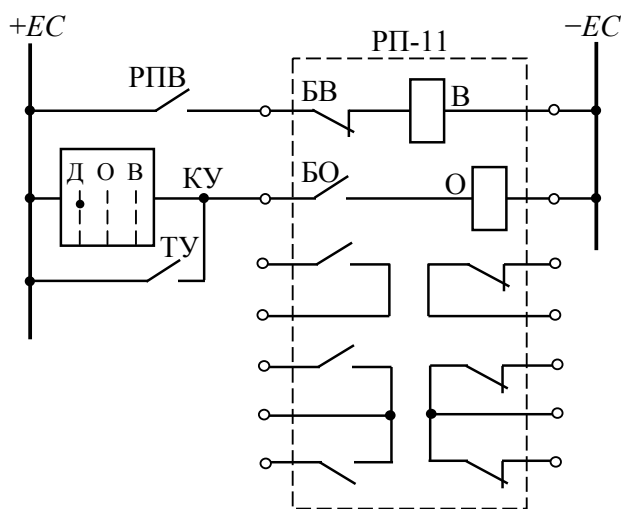


Рис. 12.2. Схема включения обмоток двухпозиционного промежуточного реле типа РП-11

Промежуточное реле РП-11 имеет два электромагнита с обмотками *В* и *О*, между которыми расположен якорь, связанный с контактной системой. Когда ток в обмотках обоих электромагнитов отсутствует, якорь реле находится в правом или левом положении, в зависимости от того, в обмотку какого электромагнита был подан последний импульс тока. Последовательно с обмотками электромагнитов включены вспомогательные контакты этого реле БВ и БО, поэтому напряжение может быть подано только на обмотку того электромагнита, который подготовлен к действию. При подаче напряжения на эту обмотку якорь реле перекидывается и переключает контакты. Ключ и устройство телемеханики ТУ действует на катушку реле РП-11.

Взамен электромеханического реле РПВ-58 выпускается микроэлектронное реле типа РПВ-01. Характеристики реле РПВ-01 не отличаются от РПВ-58, но оно имеет меньшие габариты и вес. Схема включения реле показана на рис. 12.3. Логические цепи этого реле и элементы выдержки времени состоят из цифровых интегральных микросхем, обладающих малым электропотреблением. Вместо конденсатора в реле РПВ-01 применен одновибратор, срабатывающий с задержкой 25 с один раз после включения выключателя. Реле РПВ-02 обладает двухкратностью действия и имеет два одновибратора.

В ЭЭС нашли применение малогабаритное микроэлектронное реле однократного АПВ типа ВЛ-128 и реле двухкратного АПВ типа АПВ2.

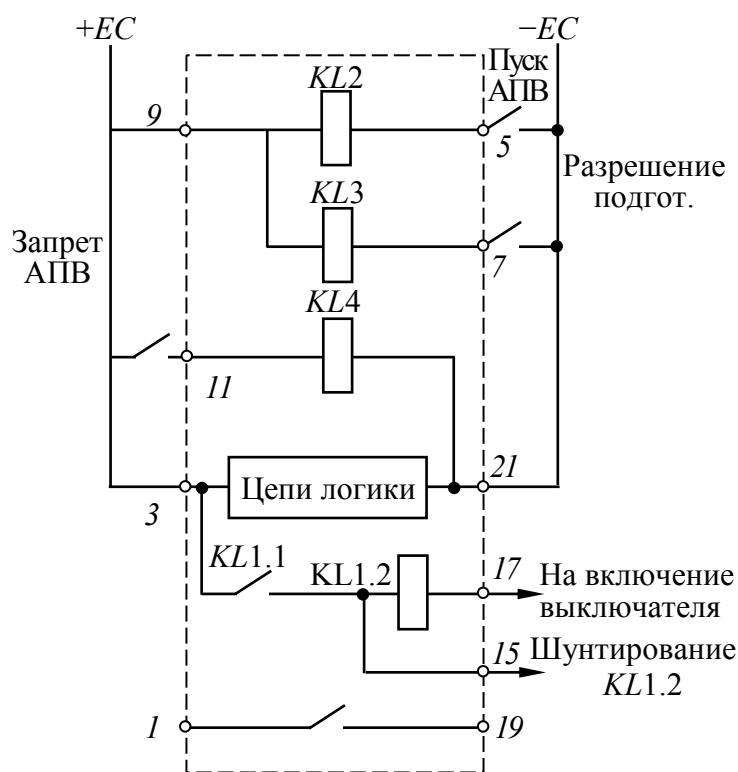


Рис. 12.3. Схема включения реле РПВ-01

Некоторые микропроцессорные реле, а также комплектные микроэлектронные устройства запускают АПВ непосредственно от тех защит, при действии которых должно работать АПВ. Это несколько упрощает схему, т. к. отсутствуют цепи запрета АПВ. Однако такая схема имеет недостаток, заключающийся в том, что АПВ не работает при самопроизвольном отключении выключателя, например, при механическом расцеплении привода.

Выбор уставок однократных АПВ для линий с односторонним питанием. Выдержка времени АПВ на повторное включение выключателя определяется двумя условиями:

1. Выдержка времени должна быть больше времени готовности привода выключателя, т. е.

$$t_{1-АПВ} = t_{г.п} + t_{зап}, \quad (12.1)$$

где $t_{г.п}$ – время готовности привода, которое может составлять 0,2–1 с для разных типов приводов; $t_{зап}$ – время запаса, учитывающее погрешности реле времени АПВ, принимается равной 0,3–0,5 с.

2. Для того чтобы повторное включение было успешным, необходимо, чтобы за время от момента отключения линии до момента повторного включения и подачи напряжения не только погасла электрическая дуга в месте КЗ, но и восстановились изоляционные свойства воздуха. Процесс восстановления изоляционных свойств, называемый деионизацией, требует некоторого времени. Следовательно, выдержка времени АПВ на повторное включение должна быть больше времени деионизации, т. е.

$$t_{1-АПВ} = t_{д} + t_{зап}, \quad (12.2)$$

где $t_{д}$ – время деионизации, принимаемое равным 0,1–0,3 с.

При выборе уставок принимается большее значение времени из полученных по выражениям (12.1) и (12.2).

Следует отметить, что второе условие обеспечивается тем, что время включения выключателей больше времени, необходимого для деионизации. В некоторых случаях выдержки времени принимаются больше определенных по выражениям (12.1) и (12.2), т. е. принимаются около 2–3 с, что целесообразно для повышения успешности действия АПВ на линиях, где наиболее часты повреждения вследствие набросов, падений деревьев и касаний проводов передвижными механизмами. Время автоматического возврата АПВ в исходное положение выбирается из условия обеспечения однократности действия. Для этого при повторном включении на устойчивое КЗ возврат АПВ в исходное положение должен происходить только после того, как выключатель, повторно включенный от АПВ, вновь отключится РЗ, имеющей наибольшую выдержку времени.

В рассмотренных выше схемах АПВ с использованием комплектных устройств, в которых время готовности реле АПВ к сраба-

тиванию определяется временем заряда конденсатора, оно должно быть не меньше значения, определенного по выражению

$$t_{2-АПВ} = t_{\text{защ}} + t_{\text{откл}} + t_{\text{зап}}, \quad (12.3)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения выключателя; $t_{\text{зап}}$ – наибольшая выдержка времени срабатывания защиты.

Обычно время заряда конденсатора устройства РПВ-58 составляет 20–25 с и удовлетворяет выражению (12.3). Микропроцессорные реле, в которых имеется функция АПВ, имеют обычно регулируемое время готовности. Уставка по времени готовности может быть принята равной 30 с. При работе линии в зоне, где могут быть частые случаи КЗ (сильный ветер, гололед), – это время целесообразно увеличить до 60–90 с, что позволяет уменьшить вероятность повреждения выключателя с ограниченным ресурсом отключения при многократных КЗ.

Ускорение действия защиты после АПВ применяется для быстрого отключения КЗ и повышения надежности работы энергосистемы и потребителей. Ускорение защиты после АПВ предусматривается директивными материалами не только для линий, не имеющих быстродействующей защиты, но также для линий, имеющих сложные быстродействующие защиты, как мера повышения надежности защиты линии в целом.

На рис. 12.4, а показана схема выполнения ускорения защиты после АПВ. Цепь ускоренного действия нормально разомкнута контактом промежуточного реле ускорения KLY (рис. 12.1), которое срабатывает перед повторным включением выключателя и, имея замедление на возврат, держит свой контакт замкнутым в течение 0,7–1 с. Поэтому если повторное включение происходит на устойчивое КЗ, то защита второй раз действует без выдержки времени по цепи ускорения через контакт реле KLY и мгновенный контакт $KL1.1$ реле времени.

Для запуска промежуточного реле ускорения наряду со схемой, показанной на рис. 12.1, значительно более часто применяется схема, приведенная на рис. 12.5. При отключении выключателя реле положения «Отключено» реле $KL1$ срабатывает и, кроме рассмотренных ранее действий, замыкает контакт в цепи обмотки реле KLY , которое, сработав, в свою очередь замыкает цепь ускорения. При подаче команды на включение выключателя реле $KL1$ возвращается и снимает «плюс» с обмотки реле KLY . Однако реле KLY возвращается не сра-

зу, а с замедлением 0,7–1 с, что является достаточным для срабатывания защиты по цепи ускорения при включении выключателя на устойчивое КЗ.

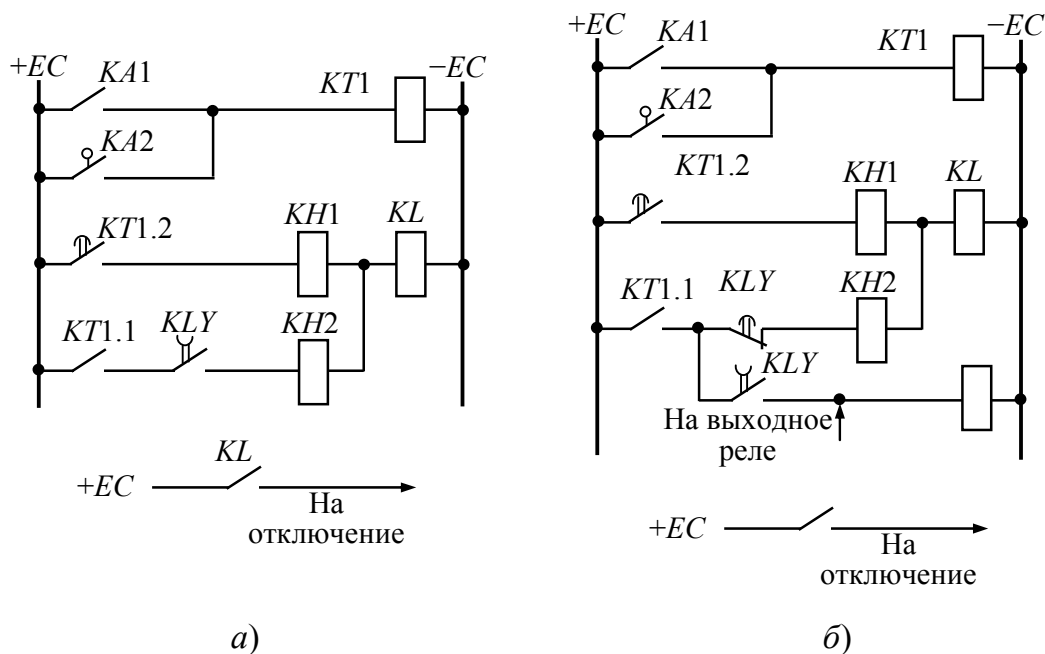


Рис. 12.4. Схемы ускорения действия защиты:
а – после АПВ; б – до АПВ

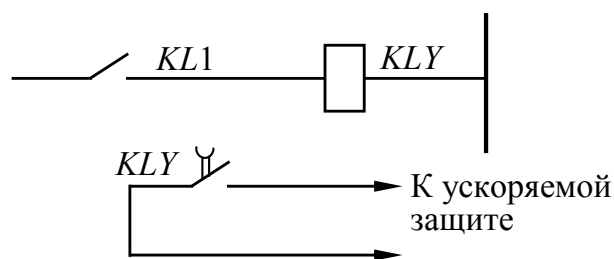


Рис. 12.5. Пуск реле ускорения от контактов реле положения «Отключено» РПО (KL2)

Для ускорения защиты могут использоваться и непосредственно контакты реле $KL1$. При этом реле ускорения не устанавливается, а в качестве реле $KL1$ используется замедленное на возврат реле.

Схема (рис. 12.5) обеспечивает ускорение защиты при любом включении выключателя – как от АПВ, так и от ключа управления, что является преимуществом такой схемы.

Ускорение защиты до АПВ позволяет ускорить отключение КЗ и обеспечить селективную ликвидацию повреждений. В сети (рис. 12.6) максимальная токовая защита МТЗ1, установленная на ли-

нии $W1$, по условию селективности должна иметь выдержку времени больше, чем максимальные токовые защиты МТЗ2 и МТЗ3 линий $W2$ и $W3$. Отключение КЗ с выдержкой времени приводит к нарушению работы потребителей из-за длительного воздействия пониженного напряжения и значительно снижает успешность действия АПВ.

Одним из способов, обеспечивающих быстрое отключение повреждений на линии $W1$ без применения сложных защит, является ускорение МТЗ этой линии до АПВ. С этой целью защита МТЗ1 выполняется так, что при возникновении КЗ на линиях $W1$ – $W3$ она первый раз действует без выдержки времени независимо от того, на какой из линий произошло КЗ, а после АПВ действует с нормальной выдержкой времени. Действие защиты и АПВ происходит при этом следующим образом. В случае КЗ на линии $W1$ срабатывает защита МТЗ1 по цепи ускорения и без выдержки времени отключает эту линию. После АПВ, если повреждение устранилось, линия остается в работе. Если же повреждение оказалось устойчивым, то линия вновь отключится, но уже с выдержкой времени.

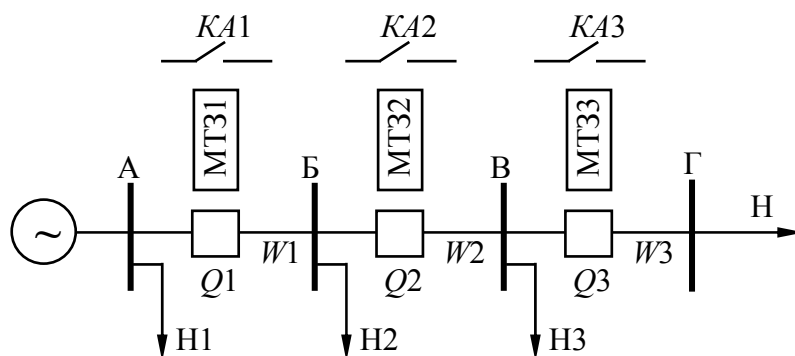


Рис. 12.6. Участок сети с односторонним питанием

При КЗ на линии $W2$ происходит неселективное отключение линии $W1$ защитой МТЗ1 по цепи ускорения без выдержки времени. Затем линия $W1$ действием АПВ включается обратно. Если повреждение на линии $W2$ оказалось устойчивым, то линия $W2$ отключается своей защитой МТЗ2, а линия $W1$ остается в работе, т. к. после АПВ защита МТЗ1 действует с нормальной селективной выдержкой времени.

Ускорение защиты до АПВ выполняется аналогично ускорению после АПВ исключением выдержки времени основной защиты либо с помощью отдельного комплекта токовых реле. Пуск реле KLY ускорения защиты до АПВ осуществляется при срабатывании вы-

ходного реле АПВ (рис. 12.4). У реле KLY при этом используется размыкающий контакт. Цепь ускорения будет замкнута до АПВ и будет размыкаться при действии АПВ на включение выключателя. Реле KLY при этом будет удерживаться в сработавшем положении до тех пор, пока не будет отключено КЗ и разомкнутся контакты реле защиты.

Поочередное АПВ является более эффективным средством для быстрее отключения КЗ. При таком принципе выполнения защиты реле ускорения непосредственно после включения выключателя остается подтянутым и обеспечивает ускорение защиты и после включения выключателя от АПВ. Затем ускорение выводится. Автоматическое повторное включение последующего участка имеет выдержку большую, чем время АПВ и время, в течение которого вводится ускорение на предыдущем участке:

$$t_{АПВ2} = t_{АПВ1} + t_{KLY} + t_{зап};$$

$$t_{АПВ3} = t_{АПВ2} + t_{KLY} + t_{зап}.$$

Ускорение защиты вводится снова через время работы АПВ и возврата реле ускорения последнего участка.

$$t_{KLY} = t_{АПВ3} + t_{KLY} + t_{зап}.$$

Рассмотрим варианты КЗ (рис. 12.6).

Короткое замыкание на линии W3:

1. Работают ускоренные МТЗ1, МТЗ2, МТЗ3 и отключают свои выключатели $Q1, Q2, Q3$.
2. Включается от АПВ с введенным ускорением МТЗ1 $Q1$.
3. Поскольку КЗ нет, выключатель $Q1$ остается включенным, а ускорение МТЗ1 выводится.
4. Включается от АПВ с введенным ускорением МТЗ2 $Q2$.
5. Поскольку КЗ нет, выключатель $Q2$ остается включенным, а ускорение МТЗ2 выводится.
6. Включается от АПВ с введенным ускорением МТЗ3 $Q3$.
7. Возникшее КЗ отключается ускоренной защитой МТЗ3.
8. Вводится обратно ускорение защиты МТЗ1 и МТЗ2.

Короткое замыкание на W2:

1. Работают ускоренные МТЗ1, МТЗ2 и отключают свои выключатели.
2. Включается от АПВ и с введенным ускорением МТЗ1 $Q1$.

3. Поскольку КЗ нет, выключатель $Q1$ остается включенным, а ускорение МТЗ1 выводится.

4. Включается от АПВ с введенным ускорением МТЗ2 $Q2$.

5. Возникшее КЗ отключается ускоренной защитой МТЗ2.

6. Вводится обратно ускорение защиты МТЗ1.

Короткое замыкание на $W1$:

1. Работает ускоренная МТЗ1 и отключает $Q1$.

2. Включается от АПВ с введенным ускорением МТЗ1 $Q1$.

3. Возникшее КЗ отключается ускоренной защитой МТЗ1.

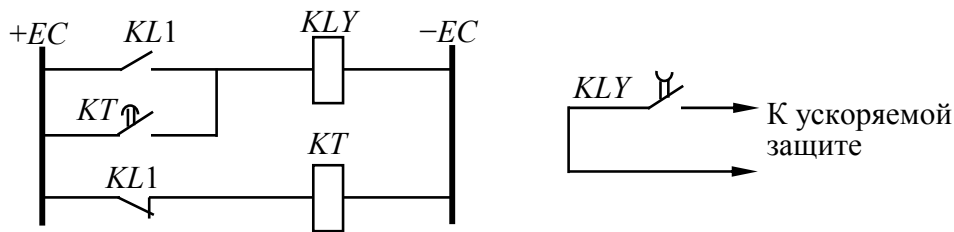


Рис. 12.7. Дополнение схемы ускорения для выполнения поочередного АПВ

В данном случае все КЗ отключаются без выдержки времени, однако сильно затягивается бестоковая пауза АПВ. Подобные схемы применяются на неответственных линиях, отходящих от электростанций, где требуется быстрое отключение всех отходящих линий и где применяется ТО. Для выполнения такой схемы достаточно добавить в схему (рис. 12.4) реле времени KT (рис. 12.7).

Двухкратное АПВ позволяет повысить эффективность АПВ. Как показывает опыт эксплуатации, успешность действия АПВ при втором включении составляет 12–20 %, что повышает общий процент успешных действий АПВ до 75–95 %. Двухкратное АПВ применяют на линиях с односторонним питанием и на головных участках кольцевых сетей, где возможна работа в режиме одностороннего питания. Автоматическое повторное включение двухкратного действия с комплектным устройством типа РПВ-258 содержит два конденсатора $C1$ и $C2$ и одно реле времени $KT1$ с двумя контактами, замыкающимися с разными выдержками времени, соответствующими уставкам по времени АПВ первого и второго циклов.

Выдержка времени первого цикла АПВ определяется согласно выражениям (12.1) и (12.2) так же, как и для АПВ однократного действия. Второй цикл должен происходить спустя 12–20 с после вторичного отключения выключателя. Такая большая выдержка времени АПВ

во втором цикле диктуется необходимостью подготовки выключателя к отключению КЗ в случае включения на устойчивое повреждение. За это время из камеры гашения удалятся разложившиеся и обугленные частицы. Камера вновь заполняется маслом и отключающая способность выключателя восстанавливается.

Для того чтобы предотвратить многократное действие АПВ, время заряда конденсаторов $C1$ и $C2$ должно превышать выдержки времени обоих циклов АПВ. В заводском комплекте АПВ типа РПВ-258 время готовности к последующим действиям после второго цикла составляет 60–120 с.

Автоматическое повторное включение на линиях с двухсторонним питанием имеет некоторые особенности, что определяется наличием напряжения по обоим концам линии. Первая особенность состоит в том, что АПВ линии должно производиться лишь после того, как она будет отключена с обеих сторон, что необходимо для деионизации воздушного промежутка в месте повреждения. Поэтому при выборе выдержки времени АПВ линии с двухсторонним питанием необходимо кроме условий (12.1) и (12.2) учитывать еще и третье условие:

$$t_{\text{АПВ1}} = t_{\text{защ2}} - t_{\text{защ1}} + t_{\text{откл2}} - t_{\text{откл1}} + t_{\text{д}} - t_{\text{вкл1}} + t_{\text{зап}}, \quad (12.4)$$

где $t_{\text{защ1}}$, $t_{\text{откл1}}$, $t_{\text{вкл1}}$ – наименьшие выдержка времени защиты, время отключения и включения выключателя на своем конце (индекс 1) линии, на котором выбирается выдержка времени АПВ; $t_{\text{защ2}}$, $t_{\text{откл2}}$ – выдержка времени второй ступени защиты и время отключения выключателя на противоположном конце (индекс 2) линии; $t_{\text{д}}$ – время деионизации среды; $t_{\text{зап}}$ – дополнительный запас по времени, учитывающий погрешности реле времени устройства АПВ и защиты, отличия времен действия выключателей от расчетных и т. д., принимается равным 0,5–0,7 с.

Принимая с целью упрощения $t_{\text{откл1}} = t_{\text{откл2}}$ и $t_{\text{защ1}} = 0$, из выражения (12.4) получаем более простое выражение для определения выдержки времени АПВ:

$$t_{\text{АПВ1}} = t_{\text{защ2}} + t_{\text{д}} - t_{\text{вкл1}} + t_{\text{зап}}. \quad (12.5)$$

Если вторая ступень защиты не обеспечивает достаточной надежности при повреждениях в конце рассматриваемой линии (коэффициент чувствительности) $K_{\text{ч}} \leq 1,3$ –1,4, в выражения (12.4) и (12.5) необходимо подставлять выдержку времени третьей ступени защиты.

Выдержка времени АПВ для обоих концов линии подсчитывается по выражениям (12.1), (12.2), (12.4) или (12.5) и принимается наибольшее из трех полученных значений.

Вторая особенность применения АПВ на линиях с двухсторонним питанием определяется тем, что успешное включение линии (замыкание в транзит) может сопровождаться большими толчками тока.

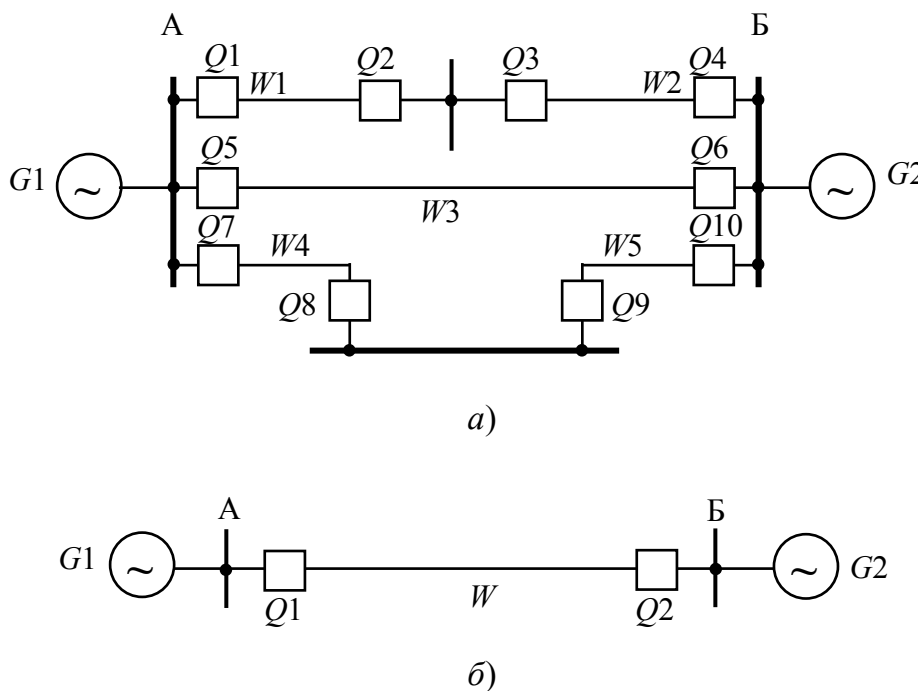


Рис. 12.8. Схема связи между двумя частями энергосистемы:
 а – с тремя линиям; б – с одной линией

В тех случаях, когда две электростанции или две части энергосистемы связаны несколькими линиями (рис. 12.8, а), отключение одной из них не приводит к нарушению синхронизма и значительному расхождению по углу и значению напряжений по концам отключившейся линии. Автоматическое повторное включение в данном случае не будет сопровождаться большим толчком уравнивающего тока. Вследствие этого на линиях с двухсторонним питанием допускается применение простых АПВ, аналогичных рассмотренным выше, если две электростанции или две энергосистемы имеют три или более связей высокой пропускной способности.

В некоторых случаях простое АПВ, установленное с одного конца, дополняется устройством контроля наличия напряжения на линии. Благодаря этому включение от АПВ на устойчивое КЗ производится только один раз с той стороны, где отсутствует устройство

контроля напряжения на линии. С той же стороны, где контролируется напряжение, включение выключателя будет происходить лишь в том случае, если повреждение устранено и линия, включенная с противоположного конца, держит напряжение.

Поскольку действием АПВ с контролем наличия напряжения линия, стоящая под напряжением с противоположного конца, замыкается в транзит, при выборе выдержки времени $t_{АПВ1}$ можно не учитывать составляющую t_d и условия (12.4) и (12.5) приобретают следующий вид:

$$t_{АПВ1} = t_{защ2} - t_{защ1} + t_{отк2} - t_{отк1} + t_{зап}; \quad (12.6)$$

$$t_{АПВ1} = t_{защ2} + t_{зап}. \quad (12.7)$$

При включении действием АПВ линии с двухсторонним питанием, когда синхронизм между двумя частями энергосистемы не был нарушен, могут возникать синхронные качания, вызванные толчком активной мощности в момент включения. **Синхронными качаниями** называются периодические колебания угла между ЭДС, не превышающие 180° . Обычно синхронные качания не сопровождаются большими колебаниями угла и быстро затухают.

Если две электростанции или две части энергосистемы связаны единственной линией электропередачи (рис. 12.8, б), по которой передается активная мощность, каждое отключение этой линии будет приводить к несинхронной работе разделившихся частей энергосистемы.

Для линий с двухсторонним питанием разработано и эксплуатируется большое количество ТАПВ разных типов, которые можно объединить в три группы:

1) устройства, допускающие несинхронное включение разделившихся частей энергосистемы, – несинхронное АПВ (НАПВ);

2) устройства, допускающие АПВ, когда напряжения по концам отключившейся линии синхронны, – АПВ с контролем синхронизма (АПВКС) или когда разность частот этих напряжений невелика, т. е. условия близки к синхронным, – быстродействующее АПВ (БАПВ), АПВ с улавливанием синхронизма (АПВУС) и др.;

3) устройства, осуществляющие АПВ после отключения источников несинхронного напряжения или их возбуждения (генераторов или синхронных компенсаторов), с последующей их синхронизацией – АПВ с самосинхронизацией (АПВС). Если источники несинхронного напряжения отключаются с их остановом, выполняется АПВ с контролем отсутствия напряжения (АПВОН).

Несинхронное АПВ. Несинхронное АПВ (НАПВ) является наиболее простым устройством, допускающим включение разделившихся частей энергосистемы независимо от разности частот их напряжений. Схема АПВ при этом выполняется так, как описано выше, без каких-либо дополнительных блокировок. Для предотвращения включения на устойчивое КЗ с обоих концов линии, а также для обеспечения при НАПВ правильной работы РЗ АПВ с одного конца линии иногда выполняется с контролем наличия напряжения на линии.

Включение линии при успешном НАПВ сопровождается сравнительно большими толчками тока и активной мощности, а также длительными качаниями.

Преимуществами схем НАПВ, обусловившими на определенном этапе их широкое распространение в энергосистемах, являются простота и возможность применения на выключателях всех типов. Обычно после НАПВ происходит успешная синхронизация двух частей энергосистемы. Вместе с тем следует иметь в виду, что, поскольку НАПВ сопровождается большими толчками тока и снижением напряжения, асинхронным ходом и синхронными качаниями, создаются условия для неправильной работы РЗ. Поэтому необходимо тщательно анализировать поведение защит, установленных на транзите, соединяющем две включаемые части энергосистемы. Применение НАПВ на линиях, несинхронное замыкание которых приводит к длительному асинхронному ходу, нецелесообразно, т. к. это может вызвать нарушение работы потребителей.

Быстродействующее АПВ. После отключения единственной линии, соединяющей две части энергосистемы, генераторы в одной из них начинают ускоряться, а в другой – тормозиться. Вследствие этого все больше увеличивается угол между напряжениями по концам отключившейся линии. Этот процесс, однако, происходит не мгновенно, а в течение некоторого времени, тем большего, чем больше механическая инерция машин в разделившихся частях энергосистемы и чем меньше мощность, передававшаяся по линии до ее отключения.

Принцип быстродействующего АПВ (БАПВ) заключается в том, чтобы после отключения выключателей возможно быстрее повторно включить их с обеих сторон, чтобы за время, называемое бестоковой паузой, угол между напряжениями не успел увеличиться значительно. Включение линии при этом будет происходить без больших толчков тока и длительных качаний.

Быстродействующее АПВ применяется только на выключателях, которые обеспечивают необходимое быстродействие. Для того

чтобы БАПВ было успешным, должны быть соблюдены условия (12.2) и (12.4). Поскольку время включения быстродействующих выключателей составляет 0,1–0,3 с, деионизация среды будет обеспечена при выполнении БАПВ без выдержки времени или с небольшой выдержкой времени, равной 0,1–0,3 с.

Успешное БАПВ возможно лишь в том случае, если КЗ отключается за время 0,1–0,3 с. Чем с большей выдержкой времени отключается повреждение, тем на больший угол успеют разойтись ЭДС. Поэтому БАПВ применяется только в тех случаях, когда линия оснащена быстродействующей защитой, обеспечивающей отключение повреждения без выдержки времени с обоих ее концов.

Достоинствами БАПВ являются простота схемы и высокая эффективность действия, что обеспечивает восстановление параллельной работы без длительных качаний и с меньшими толчками тока, чем при НАПВ. При использовании БАПВ, так же как и при НАПВ, необходимо принимать меры, исключающие ложное срабатывание дистанционных и токовых защит в момент включения, а также при последующих качаниях.

Наиболее целесообразно применять БАПВ на одиночных линиях, связывающих две энергосистемы, когда изменение угла $\Delta\delta$ невелико, что будет иметь место при малых отношениях мощности $P_{л}$, передаваемой по линии, к суммарной мощности генераторов энергосистемы, т. е. на слабо загруженных линиях.

Разновидностью БАПВ является ускоренное УТАПВ. От обычного БАПВ УТАПВ отличается наличием контролей напряжения – со стороны включаемой первой – контроля отсутствия напряжения, а со второй – синхронизма. Как и в случае применения БАПВ, линия должна быть оснащена быстродействующей защитой, обеспечивающей отключение повреждения без выдержки времени с обоих ее концов. Выдержки времени АПВ остаются такими же, как и в случае БАПВ, однако время бестоковой паузы увеличивается, т. к. АПВ со второго конца запускается после успешного включения с первого. При использовании такого АПВ бестоковая пауза равна примерно 0,7 с. Включение линии в данном случае происходит без толчка и не требуется блокировка защиты перед включением.

Автоматическое повторное включение с ожиданием синхронизма. Принцип действия АПВ с ожиданием синхронизма (АПВОС) заключается в том, что включение разделившихся частей энергосистемы разрешается, когда напряжения по концам отключившейся ли-

нии синхронны или близки к синхронным, а угол между напряжениями не превышает определенного значения. Когда напряжения по концам отключившейся линии синхронны, АПВОС контролирует угол между ними и осуществляет включение линии, если угол невелик и включение не будет сопровождаться большим толчком тока.

Когда напряжения несинхронны, АПВОС осуществляет замыкание линии в транзит в момент совпадения фаз, если разность частот невелика и включение не будет сопровождаться большим толчком тока и длительными качаниями.

Если напряжения по концам линии будут несинхронными и разность частот недопустимо велика, схема АПВОС будет ожидать, пока не восстановится синхронизм между разделившимися частями энергосистемы или когда разность частот будет столь незначительная, что замыкание линии в транзит не повлечет за собой асинхронного хода и не будет сопровождаться большим толчком тока.

В данном случае линия включается с одной стороны с контролем отсутствия напряжения, а с другой стороны контроль синхронизма, дополненный контролем разности частот с двух сторон выключателя. Если в данный момент разность частот велика, то АПВОС ожидает, пока сблизятся частоты, после чего в момент приближения к синхронизму произойдет включение выключателя.

Автоматическое повторное включение шин. Для подстанций с односторонним питанием, отключение повреждений на шинах которых обеспечивается защитами, установленными на противоположных концах питающих линий или на трансформаторах, повторная подача напряжения на шины обеспечивается за счет действия устройств АПВ питающих элементов (линий и трансформаторов).

При наличии на подстанции специальной защиты шин (обычно шины подстанций высокого напряжения применяются в сетях с двухсторонним питанием) повторное включение шин, так же как и в схемах с односторонним питанием, может быть осуществлено с помощью АПВ выключателей питающих присоединений. При этом схема АПВ выполняется с пуском от несоответствия положения выключателя и ключа управления или реле фиксации. В данном случае при срабатывании защиты шин не должно осуществляться блокирование действия АПВ линии. Если АПВ присоединения запускается от защит, то защита шин должна запускать АПВ этого присоединения.

При наличии на подстанции не одной, а нескольких питающих линий целесообразно осуществлять АПВ нескольких или всех линий, отключившихся при срабатывании защиты шин. Это следует

делать как для большей автоматизации восстановления нормальной схемы подстанции (автосборка), так и для обеспечения питания потребителей, когда одна питающая линия не может обеспечить всей нагрузки подстанции. С этой целью при срабатывании защиты шин запускаются АПВ всех питающих линий. В случае успешного АПВ первой линии поочередно включаются выключатели других линий. Если первая линия включится на устойчивое КЗ, снова сработает защита шин. При этом блокируется действие АПВ других линий и их выключатели не включаются, благодаря чему обеспечивается однократность АПВ шин.

12.2. Автоматический ввод резерва

Назначение автоматического ввода резерва. Схемы электрических соединений энергосистем и отдельных электроустановок должны обеспечивать надежность электроснабжения потребителей. Высокую степень надежности обеспечивают схемы питания одновременно от двух и более источников (линий, трансформаторов), поскольку аварийное отключение одного из них не приводит к нарушению питания потребителей.

Несмотря на эти очевидные преимущества многостороннего питания потребителей, большое количество подстанций, имеющих два источника питания, работают по схеме одностороннего питания.

Применение такой менее надежной, но более простой схемы электроснабжения во многих случаях оказывается целесообразным для снижения токов КЗ, уменьшения потерь электроэнергии в питающих трансформаторах, упрощения РЗ, создания необходимого режима по напряжению, перетока мощности и т. п. При развитии электрической сети одностороннее питание часто является единственно возможным решением, т. к. ранее установленное оборудование и РЗ не позволяют осуществить параллельную работу источников питания.

Используются две основные схемы одностороннего питания потребителей при наличии двух или более источников.

В первой схеме один источник включен и питает потребителей, а второй отключен и находится в резерве. Соответственно этому первый источник называется рабочим, а второй – резервным (рис. 12.9, а). Во второй схеме все источники включены, но работают раздельно на потребителей. Деление осуществляется на одном из выключателей (рис. 12.9, б–г).

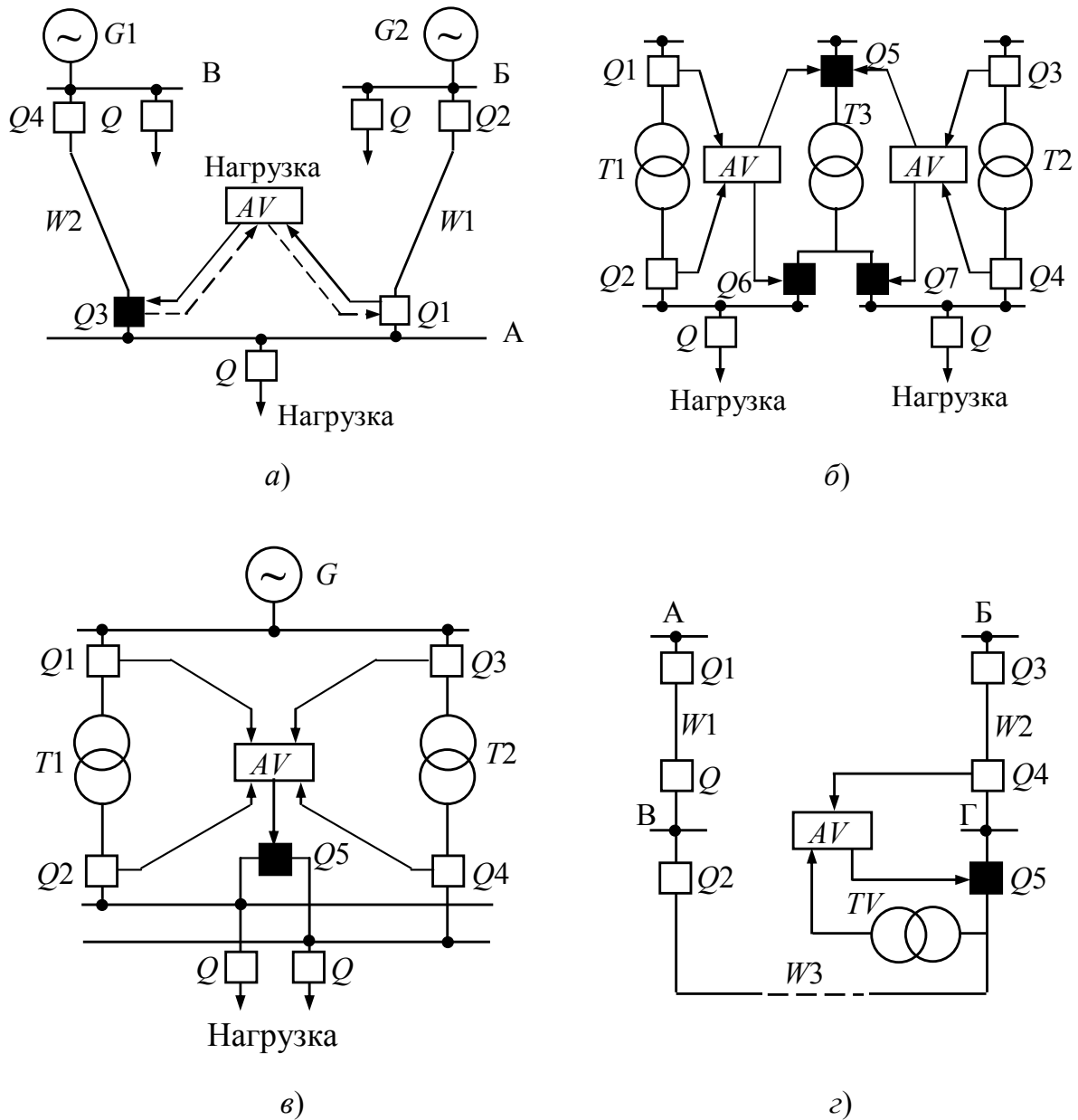


Рис. 12.9. Принципы осуществления АВР при различных схемах питания потребителей

Недостаток одностороннего питания заключается в том, что аварийное отключение рабочего источника приводит к прекращению питания потребителей. Этот недостаток может быть устранен быстрым автоматическим включением резервного источника или включением выключателя, на котором осуществлено деление сети. Для выполнения этой операции широко используется автоматический ввод резерва (АВР). При наличии АВР время перерыва питания потребителей в большинстве случаев определяется лишь временем включения вы-

ключателей резервного источника и составляет 0,3–0,8 с. Рассмотрим принципы использования АВР на примере схем (рис. 12.9):

1. Питание подстанции А (рис. 12.9, а) осуществляется по рабочей линии $W1$ от подстанции Б. Вторая линия $W2$, приходящая с подстанции В, является резервной и находится под напряжением (выключатель $Q3$ нормально отключен). При отключении линии $W1$ автоматически от АВР включается выключатель $Q3$ линии $W2$ и таким образом вновь подается питание потребителям подстанции А.

Схемы АВР могут иметь одностороннее или двухстороннее действие. При одностороннем АВР линия $W1$ всегда должна быть рабочей, а линия $W2$ – всегда резервной. При двухстороннем АВР любая из этих линий может быть рабочей и резервной.

2. Питание электродвигателей и других потребителей собственных нужд каждого агрегата электростанции осуществляется обычно от отдельных рабочих трансформаторов ($T1$ и $T2$ на рис. 12.9, б). При отключении рабочего трансформатора автоматически от АВР включаются выключатель $Q5$ и один из выключателей $Q6$ (при отключении $T1$) или $Q7$ (при отключении $T2$) резервного трансформатора $T3$.

3. Трансформаторы $T1$ и $T2$ являются рабочими, но параллельно работать не могут, и поэтому со стороны НН включены на разные системы шин (рис. 12.9, в). Шиносоединительный выключатель $Q5$ нормально отключен. При аварийном отключении любого из рабочих трансформаторов автоматически от АВР включается выключатель $Q5$, подключая нагрузку шин, потерявших питание, к оставшемуся в работе трансформатору. Каждый трансформатор в рассматриваемом случае должен иметь мощность, достаточную для питания всей нагрузки подстанции. В случае если мощность одного трансформатора недостаточна для питания всей нагрузки подстанции, то при действии АВР должны приниматься меры для отключения части наименее ответственной нагрузки.

4. Подстанции В и Г (рис. 12.9, г) нормально питаются радиально от подстанций А и Б соответственно. Линия $W3$ находится под напряжением со стороны подстанции В, а выключатель $Q5$ нормально отключен. При аварийном отключении линии $W2$ устройство АВР, установленное на подстанции Г, включает выключатель $Q5$, таким образом питание подстанции Г переводится на подстанцию В по линии $W3$. При отключении линии $W1$ подстанция В и вместе с ней линия $W3$ остаются без напряжения. Исчезновение напряжения на трансформаторе напряжения ТН также приводит в действие устрой-

ство АВР на подстанции Г, которое включением выключателя Q5 подает напряжение на подстанцию В от подстанции Г.

Опыт эксплуатации энергосистем показывает, что АВР является весьма эффективным средством повышения надежности электроснабжения. Успешность действия АВР составляет 90–95 %. Простота схем и высокая эффективность обусловили широкое применение АВР на электростанциях и в электрических сетях.

Основные требования к устройствам АВР. Все устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- Схема АВР должна приходить в действие в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания, а также при исчезновении напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего источника. Включение резервного источника питания иногда допускается также при КЗ на шинах потребителя. Однако очень часто схема АВР блокируется, например, при работе дуговой защиты в комплектных распределительных устройствах. При отключении от МТЗ трансформаторов, питающих шины НН, работе АВР предпочтительна работа АПВ. Поэтому на стороне НН (СН) понижающих трансформаторов подстанций принимается комбинация АПВ–АВР. При отключении трансформатора его защитой от внутренних повреждений работает АВР, а при отключении ввода его защитой работает АПВ. Такое распределение предотвращает посадку напряжения, а иногда и повреждение секции, от которой осуществляется резервирование.

- Для того чтобы уменьшить длительность перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться возможно быстрее, сразу же после отключения рабочего источника.

- Включение резервного источника имеет смысл только в том случае, если на нем имеется напряжение на уровне не ниже минимально допустимого.

- Действие АВР должно быть однократным для того, чтобы не допускать нескольких включений резервного источника на устойчивое КЗ.

- Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника для того, чтобы избежать включения резервного источника на КЗ при не отключившемся рабочем источнике. Выполнение этого требования исключает также возможное в отдельных случаях несинхронное включение двух источников питания.

- Для того чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения.

- Для ускорения отключения резервного источника питания при его включении на устойчивое КЗ должно предусматриваться ускорение действия защиты резервного источника после АВР. Это особенно важно в тех случаях, когда потребители, потерявшие питание, подключаются к другому источнику, несущему нагрузку. Быстрое отключение КЗ при этом необходимо, чтобы предотвратить нарушение нормальной работы потребителей, подключенных к резервному источнику питания. Ускоренная защита обычно действует по цепи ускорения без выдержки времени. На подстанциях, питающих большое количество электродвигателей, ускорение увеличивается до 0,3–0,5 с. Такое замедление ускоренной защиты необходимо для того, чтобы предотвратить ее неправильное срабатывание в случае кратковременного замыкания контактов токовых реле в момент включения выключателя под действием толчка тока, обусловленного сдвигом по фазе до 180° между напряжением энергосистемы и ЭДС тормозящихся электродвигателей.

Принцип действия автоматического ввода резерва. Рассмотрим принцип действия АВР на примере двухтрансформаторной подстанции (рис. 12.10). Питание потребителей нормально осуществляется от рабочего трансформатора $T1$. Резервный трансформатор $T2$ отключен и находится в резерве. При отключении по любой причине выключателя $Q1$ трансформатора $T1$ его вспомогательный контакт $QF1-2$ разрывает цепь обмотки промежуточного реле $KL1$ (рис. 12.10, *a*). В результате якорь реле $KL1$, подтянутый при включенном положении выключателя, при снятии напряжения отпадает с некоторой выдержкой времени и размыкает контакты.

Второй вспомогательный контакт $QF1.3$ выключателя $Q1$ замкнувшись, подает «плюс» через еще замкнутый контакт $KL1.1$ на обмотку промежуточного реле $KL2$, которое своими контактами производит включение выключателей $Q3$ и $Q4$ резервного трансформатора, воздействуя на контакторы включения $YAC3$ и $YAC4$. По истечении установленной выдержки времени реле $KL1$ размыкает контакты и разрывает цепь обмотки промежуточного реле $KL2$. Если резервный трансформатор будет включен действием АВР на устойчивое КЗ и отключится РЗ, то его повторного включения не произойдет. Таким образом, реле $KL1$ обеспечивает однократность действия АВР и поэтому называется реле однократности включения. Реле $KL1$ вновь замкнет

свои контакты и подготовит схему АВР к новому действию лишь после того, как будет восстановлена нормальная схема питания подстанции и включен выключатель $Q1$. Выдержка времени на размыкание контакта реле $KL1$ должна быть больше времени включения выключателей $Q3$ и $Q4$, для того чтобы они успели надежно включиться.

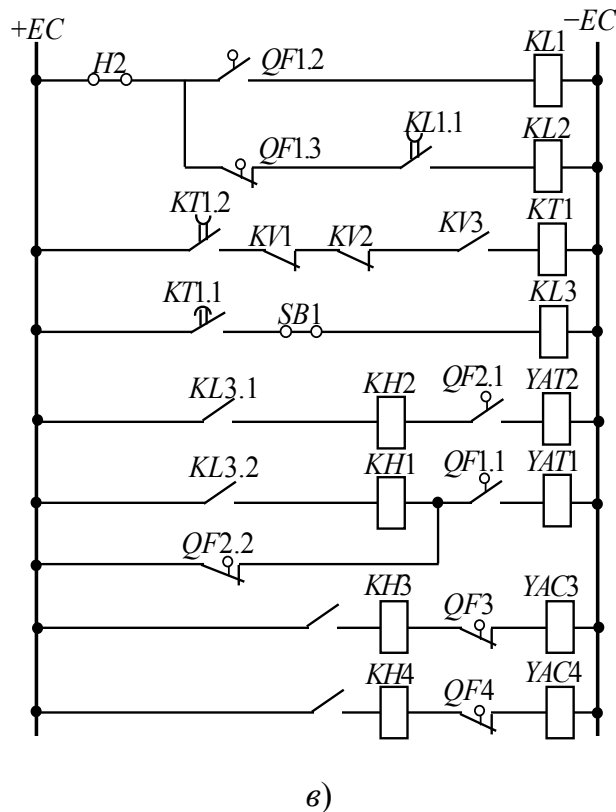
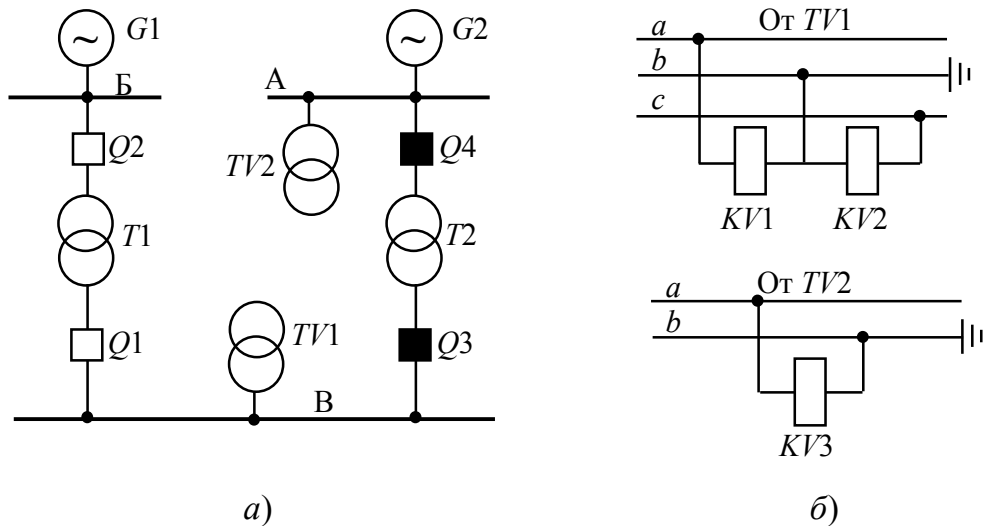


Рис. 12.10. Схемы АВР одностороннего действия трансформатора:
 a – цепи первичных соединений; b – цепи переменного напряжения;
 e – цепи оперативного тока

С целью обеспечения действия АВР при отключении выключателя $Q2$ от его вспомогательного контакта $QF2.2$ подается импульс на катушку отключения $YAT1$ выключателя $Q1$. После отключения выключателя $Q1$ АВР запускается и действует, как рассмотрено выше. Кроме рассмотренных случаев отключения рабочего трансформатора, потребители также потеряют питание, если по какой-либо причине останутся без напряжения шины ВН подстанции Б. Схема АВР при этом не подействует, т. к. оба выключателя рабочего трансформатора остались включенными.

Для того чтобы обеспечить действие АВР и в данном случае, предусмотрен специальный пусковой орган минимального напряжения, включающий в себя реле $KV1$, $KV2$, $KT1$ и $KL3$. При исчезновении напряжения на шинах Б, а следовательно, и на шинах В подстанции реле минимального напряжения, подключенные к трансформатору напряжения $TV1$, замкнут свои контакты и подадут плюс оперативного тока на обмотку реле времени $KT1$ через контакт реле $KV3$. При этом реле $KT1$ запустится и по истечении установленной выдержки времени подаст «плюс» на обмотку выходного промежуточного реле $KL3$, которое производит отключение выключателей $Q1$ и $Q2$ рабочего трансформатора. После отключения выключателя $Q1$ АВР действует так же, как рассмотрено выше.

Реле напряжения $KV3$ предусмотрено для того, чтобы предотвратить отключение трансформатора $T1$ от пускового органа минимального напряжения в случае отсутствия на шинах ВН подстанции А резервного трансформатора $T2$, когда действие АВР будет заведомо бесполезным. Реле напряжения $KV3$, подключенное к трансформатору напряжения $TV2$ шин А, при отсутствии напряжения размыкает свой контакт и разрывает цепь от контактов реле $KV1$ и $KV2$ к обмотке реле времени $KT1$.

В схеме АВР предусмотрены две накладки: $SB1$ – для отключения пускового органа минимального напряжения и $SB2$ – для вывода из работы всей схемы АВР. Действие АВР и пускового органа минимального напряжения сигнализируется указательными реле $KN1$ и $KN2$.

Пусковые органы минимального напряжения должны выполняться таким образом, чтобы они действовали только при исчезновении напряжения и не действовали при неисправностях в цепях напряжения.

Так, в схемах (рис. 12.10, 12.11) контакты двух реле минимального напряжения $KV1$ и $KV2$ включены последовательно, что предотвращает отключение рабочего трансформатора $T1$ при отключе-

нии одного из автоматических выключателей (предохранителей) в цепях напряжения. Однако ложное отключение трансформатора все же может произойти, если повредится трансформатор напряжения *KVI* или отключатся оба автоматических выключателя в цепях напряжения. Для повышения надежности используются два реле минимального напряжения, включенные на разные трансформаторы напряжения.

Схемы пусковых органов минимального напряжения могут быть выполнены также с помощью двух реле времени (типа РВ-235) переменного напряжения (рис. 12.12, б). Эти реле, подключаемые непосредственно к трансформаторам напряжения, выполняют одновременно функции двух реле: реле минимального напряжения и реле времени. При исчезновении напряжения реле начинают работать и с установленной выдержкой времени замыкают цепь отключения выключателей рабочего источника питания.

Пусковой орган минимального напряжения может быть выполнен с одним реле времени *KT* типа РВ-235К, которое включается через вспомогательное устройство *VD* типа ВУ-200, представляющее собой трехфазный выпрямительный мост (рис. 12.11, в). Это реле времени начинает работать лишь в том случае, если напряжение исчезнет одновременно на трех фазах. При отключении одного из автоматических выключателей в цепях напряжения реле не работает, т. к. на его обмотке остается напряжение от двух других фаз.

В схеме (рис. 12.11, з) блокировка от нарушения цепей напряжения осуществляется с помощью реле минимального тока *KA*, включенного в цепь ТТ рабочего источника питания. В нормальных условиях, когда рабочий источник питает нагрузку, по обмотке реле *KA* проходит ток, и оно держит свои контакты разомкнутыми. В случае отключения рабочего источника или при исчезновении напряжения на питающих шинах, когда исчезает ток нагрузки, реле *KA* замыкает свои контакты и совместно с реле минимального напряжения *KV* производит отключение рабочего источника питания.

При отключении источника, питающего шины ВН рабочего трансформатора или линии (например, шины Б на рис. 12.10), пусковой орган минимального напряжения может действовать не сразу, т. к. в течение примерно 0,5–1,5 с синхронные и асинхронные электродвигатели будут поддерживать на шинах остаточное напряжение, превышающее напряжение срабатывания реле минимального напряжения. Это обстоятельство задерживает работу АВР, поскольку вначале должно затухнуть остаточное напряжение до напряжения сраба-

тывания пускового органа, а затем должен сработать пусковой орган, который всегда имеет выдержку времени, затем должен отключиться рабочий источник, и только после этого произойдет включение резервного источника.

Для ускорения действия АВР в указанных условиях пусковой орган целесообразно дополнять реле понижения частоты, который выявляет прекращение питания раньше, чем реле минимального напряжения. После отключения источника питания электродвигатели начинают резко снижать частоту вращения, благодаря чему частота остаточного напряжения также быстро снижается.

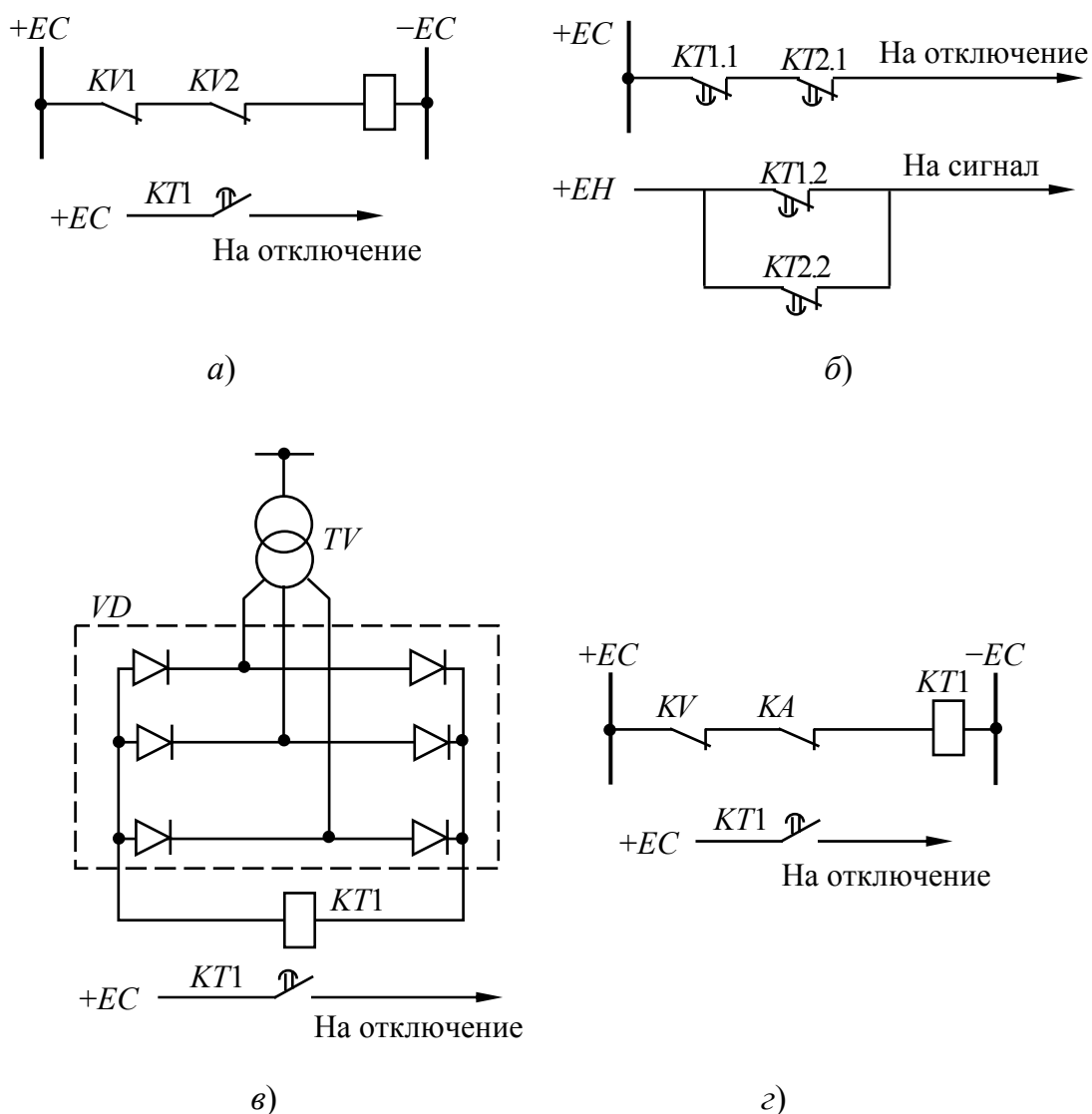


Рис. 12.11. Принципы выполнения пусковых органов АВР:
 а-в – минимального напряжения;
 г – минимального тока и напряжения

Схема пускового органа АВР с двумя реле понижения частоты приведена на рис. 12.12, *а*.

Пусковой орган включает в себя два реле понижения частоты *KF1* и *KF2* и одно промежуточное реле *KL1* (рис. 12.12, *б*). Реле *KF1* подключено к трансформатору напряжения *TV1* шин НН, к которому подключены также реле напряжения *KV1* и реле времени *KT1* и *KT2*. Реле *KF2* подключено к трансформатору напряжения *TV2* шин резервного источника питания, к которому подключено также реле *KV2*.

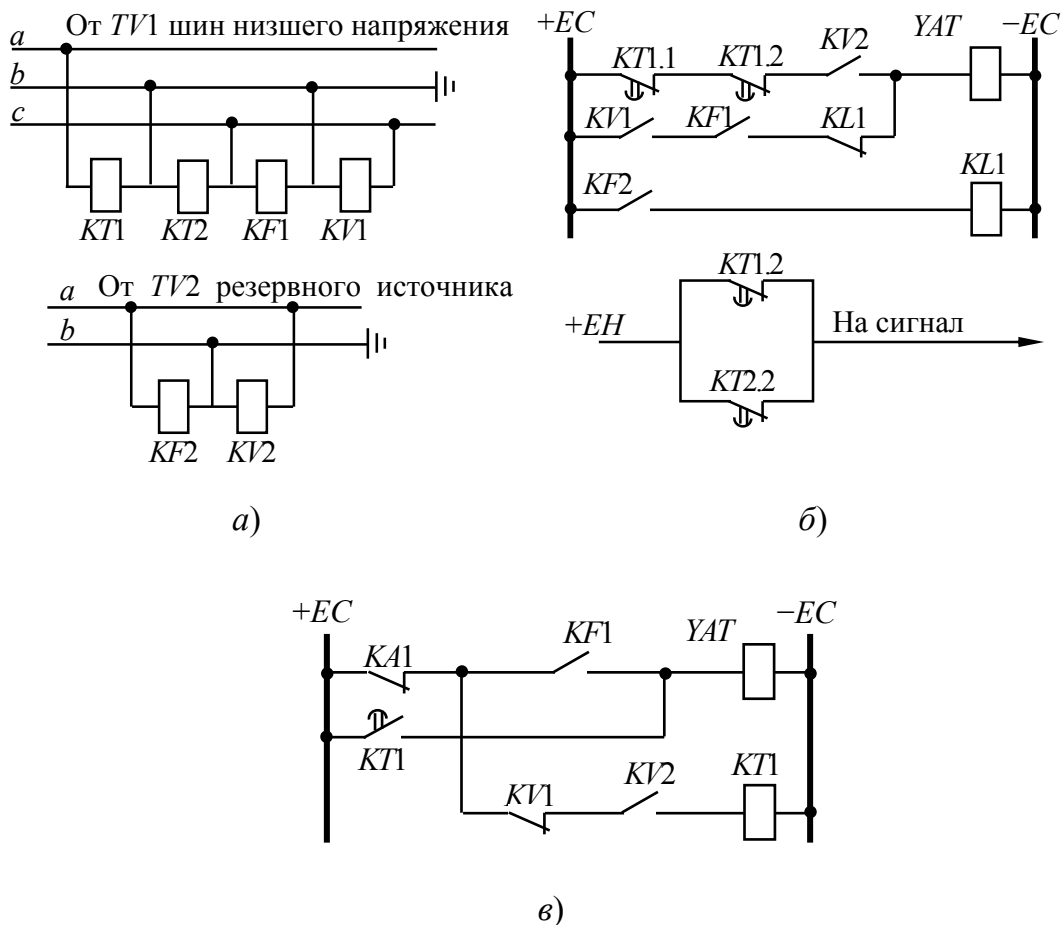


Рис. 12.12. Принципы выполнения пусковых органов АВР, реагирующих на понижение частоты: *а* – цепи переменного напряжения для схемы с двумя реле частоты; *б* – цепи оперативного тока для схемы с двумя реле частоты; *в* – цепи оперативного тока для схемы с одним реле частоты в сочетании с пусковым органом минимального тока и напряжения

Рассматриваемый пусковой орган работает следующим образом. При отключении источника, питающего шины ВН Б (рис. 12.10, *а*), электродвигатели, питающиеся от шин В, поддерживают на этих ши-

нах остаточное напряжение, частота которого быстро снижается. При снижении частоты до уставки реле $KF1$ оно сработает и через контакт реле $KV1$, замкнутый вследствие наличия остаточного напряжения, и размыкающий контакт промежуточного реле $KL1$ воздействует на отключение выключателей рабочего источника питания. Благодаря наличию контакта реле напряжения $KV1$ предотвращается ложное срабатывание пускового органа при кратковременном снятии напряжения с обмотки реле частоты $KF1$, когда могут замкнуться его контакты.

В рассмотренном случае, когда срабатывание (замыкание контакта) реле $KF1$ происходит вследствие отключения рабочего источника питания, реле $KF2$ не замыкает контакт, т. к. на шинах подстанции A сохраняется нормальное напряжение. Реле $KF2$ предназначено для того, чтобы предотвратить отключение рабочего источника питания при общесистемном понижении частоты. В данном случае частота напряжения будет снижаться одинаково на всех шинах (A и B), но первым сработает реле $KF2$, которое настраивается на более высокую уставку, чем реле $KF1$. Сработав, реле $KF2$ воздействует на промежуточное реле $KL1$, которое своим контактом размыкает цепь от контакта реле $KF1$, предотвращая отключение рабочего источника питания при срабатывании реле $KF1$.

На рис. 12.12, в приведена более простая схема пускового органа с одним реле понижения частоты в сочетании с пусковым органом минимального тока.

В случае отключения источника, питающего шины B , исчезнет ток в рабочем трансформаторе и понизится частота остаточного напряжения на шинах B . При этом сработают и замкнут контакты реле минимального тока $KA1$ и реле частоты $KF1$, что приведет к созданию цепи на отключение рабочего трансформатора. Реле частоты $KF1$ может сработать и при общесистемном снижении частоты, но цепи на отключение рабочего источника при этом не создастся, т. к. по рабочему трансформатору будет проходить ток нагрузки, поэтому контакт реле $KA1$ останется разомкнутым. С помощью реле напряжения $KV1$, $KV2$ и реле времени $KT1$ в рассматриваемой схеме осуществляется пусковой орган минимального напряжения.

Автоматическое включение резерва на подстанциях. На подстанциях ВН находят широкое применение АВР разных типов. Наряду с АВР трансформаторов применяются АВР секционных и шиносоединительных выключателей и АВР линий.

Схема АВР СВ (рис. 12.13) отличается от рассмотренных выше некоторыми особенностями. Питание секций шин подстанции, к од-

ной из которых подключен синхронный электродвигатель СД большой мощности, производится от двух рабочих трансформаторов $T1$ и $T2$. При отключении любого из них происходит автоматическое включение СВ $Q5$. Однократность действия АВР (рис. 12.13) обеспечивается так же, как и в схемах, рассмотренных выше, с помощью реле РПВ1 и РПВ3 (реле положения «Включено» в схеме управления соответствующими выключателями).

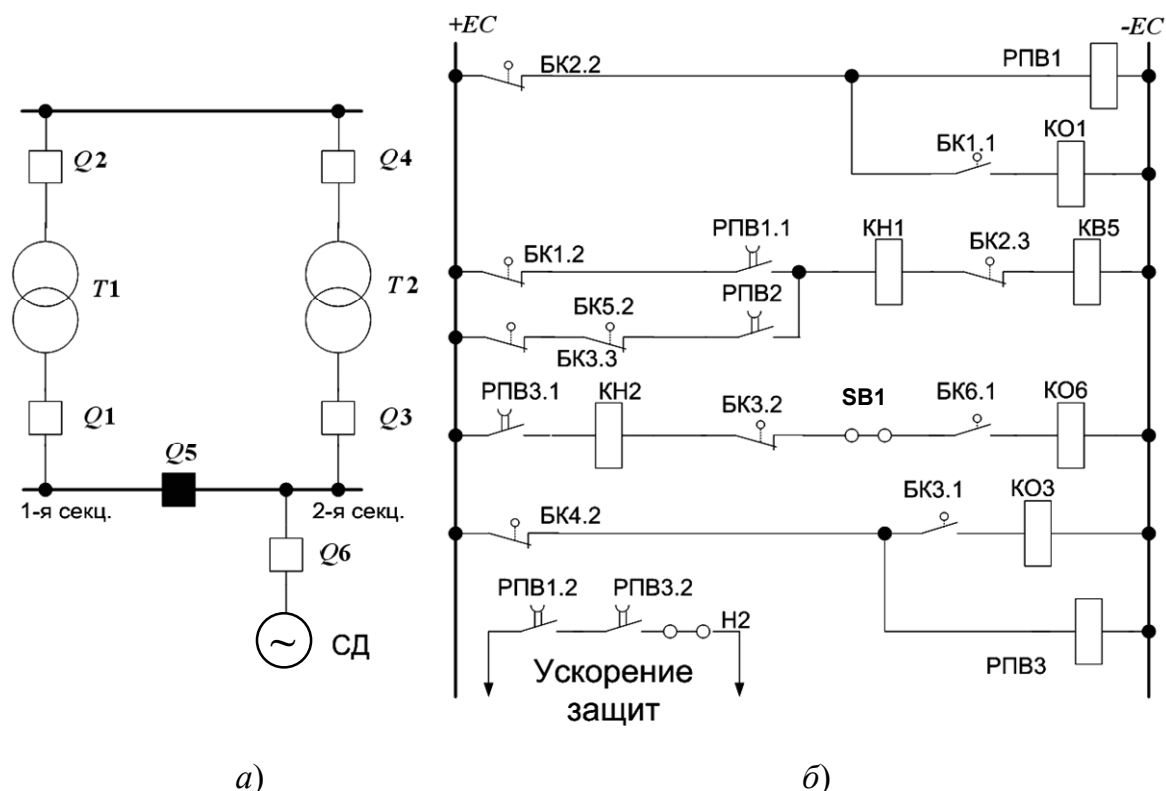


Рис. 12.13. Схема АВР СВ подстанции с синхронным двигателем:
 а – поясняющая схема; б – оперативные цепи

В случае отключения выключателя $Q1$ трансформатора $T1$, питающего первую секцию, замыкается вспомогательный контакт этого выключателя БК1.2 и через замкнутый в рабочем состоянии схемы контакт РПВ1.1 реле РПВ1 подает импульс на катушку включения выключателя $Q5$ КВ5. Из-за наличия на второй секции синхронного электродвигателя (или синхронного компенсатора) действие АВР при отключении выключателя $Q3$ будет происходить по-другому. После отключения трансформатора $T2$, питающего вторую секцию, частота вращения синхронного электродвигателя (синхронного компенсатора) будет уменьшаться постепенно, вследствие чего при действии АВР он может быть включен несинхронно через трансформатор $T1$. Если тол-

чок тока при несинхронном включении превышает величину, допустимую для синхронного электродвигателя (компенсатора) или трансформатора, синхронный электродвигатель необходимо предварительно отключить, а затем включить СВ.

Отключение выключателя Q_6 синхронного электродвигателя (рис. 12.13) производится от вспомогательного контакта БК3.2 выключателя Q_3 при его отключении. В цепи отключения предусмотрена накладка $SB1$ для вывода цепи отключения из действия, что необходимо на случай питания обеих секций от трансформатора $T1$ при замкнутом СВ. После отключения выключателя синхронного электродвигателя его вспомогательным контактом БК6.2 будет замкнута цепь на включение СВ Q_5 .

Допускается вместо отключения выключателя синхронного электродвигателя (компенсатора) кратковременно отключать автомат гашения поля (АГП) и включать его вновь после включения СВ. Толчок тока при этом будет меньше, чем при несинхронном включении, а после обратного включения АГП синхронный электродвигатель (компенсатор) втянется в синхронизм, т. е. произойдет его самосинхронизация. При наличии на подстанции нескольких синхронных электродвигателей контроль допустимости включения СВ от АВР обычно осуществляется с помощью реле минимального напряжения, т. е. АВР осуществляется с ожиданием снижения напряжения до 0,5–0,6 номинального.

Для быстрого отключения СВ в случае включения на неустранившееся КЗ на шинах подстанции в схеме предусмотрено ускорение защиты СВ после АВР. Ускорение осуществляется контактами РПВ1.2 и РПВ3.2 реле РПВ1 и РПВ3.

В отличие от схем АВР, рассмотренных выше, в схеме на рис. 12.13 отсутствует пусковой орган минимального напряжения, который в данном случае не нужен, т. к. оба источника питаются от одних общих шин ВН; при исчезновении напряжения на этих шинах действие АВР будет бесполезным.

Действие АВР должно согласовываться с действием других устройств автоматики и, в частности, с действием автоматики частотной разгрузки АЧР, отключающей потребителей при аварийном снижении частоты в энергосистеме. Для предотвращения снижения эффективности АЧР действие АВР на восстановление питания потребителей, отключенных от АЧР, должно запрещаться.

Сетевые автоматические вводы резерва. В распределительных сетях находят широкое применение АВР, обеспечивающие при своем срабатывании восстановление питания нескольких подстанций

сети, так называемые сетевые АВР. Схема сети такого АВР приведена на рис. 12.14 и оперативных цепей – на рис. 12.15. Устройство АВР двухстороннего действия обеспечивает восстановление питания участков сети, расположенных слева и справа от подстанции В, в случае нарушения питания от подстанций А и Д соответственно. Пуск АВР осуществляется контактами реле напряжения $KV1$ или $KV2$, подключенными к трансформаторам напряжения $TV1$ и $TV2$ соответственно. В цепи обмотки реле времени $KT1$ пускового органа АВР включены замыкающие контакты автоматических выключателей $SF1$ и $SF2$, предотвращающие ложное срабатывание пускового органа в случае неисправности цепей напряжения, а также замыкающие контакты реле напряжения $KV3$ и $KV4$, контролирурующие наличие напряжения со стороны резервного источника.

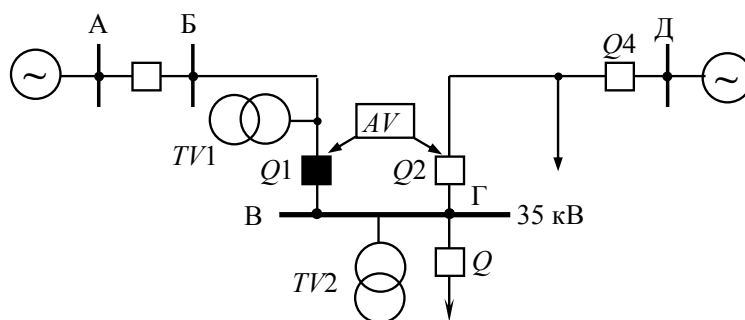


Рис. 12.14. Схема сети для сетевого АВР

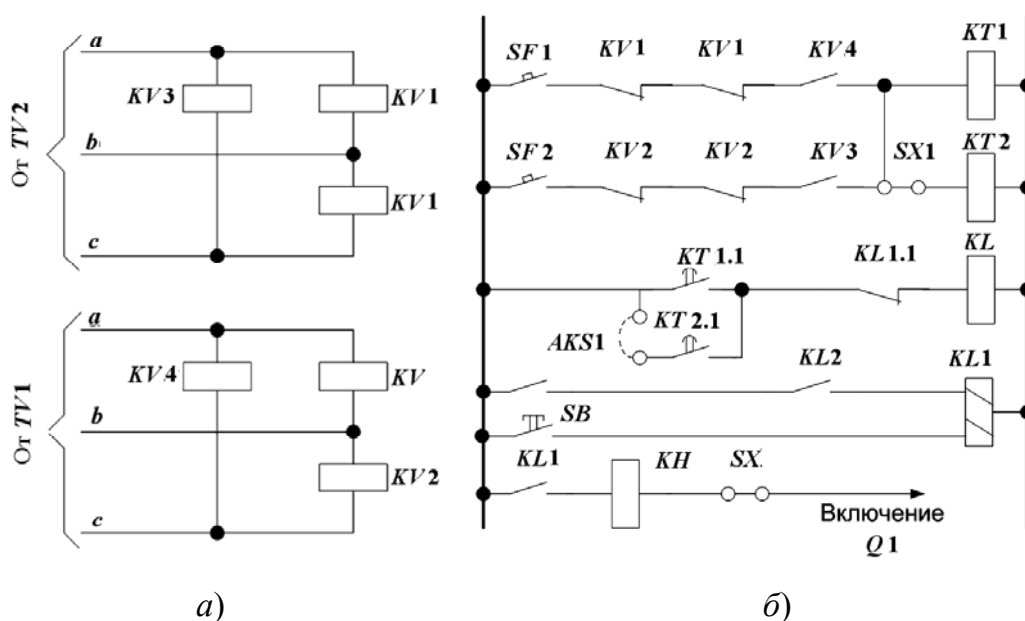


Рис. 12.15. Схема сетевого АВР:
 а – цепи напряжения; б – цепи оперативного тока

В схеме пускового органа АВР предусмотрено второе реле времени $KT2$ для возможности осуществления двух различных уставок по времени в случае отключения источников питания от подстанций А и Д. Однократность действия рассматриваемой схемы АВР обеспечивается двухпозиционным реле переменного тока $KL1$ типа РП-9.

В нормальном режиме замкнуты контакты реле $KL1.1$ и подготовлена цепь обмотки выходного промежуточного реле KL . После срабатывания KL , подающего импульс на включение $Q1$ и замыкания контактов реле положения «Включено» РПВ1, фиксирующего завершение процесса включения $Q1$, реле $KL1$ срабатывает и переключает свои контакты, размыкая $KL1.1$ в цепи обмотки KL . Возврат реле $KL1$ и подготовка схемы АВР к новому действию осуществляются нажатием кнопки K . Эту операцию выполняет персонал оперативно-выездной бригады, отправляющийся на подстанцию при поступлении сигнала о срабатывании АВР.

Действие сетевого АВР увязывается с АПВ линий, что обеспечивает наибольшую эффективность действия автоматики. Релейная защита в рассматриваемой сети должна выполняться с учетом возможности питания промежуточных подстанций как от одного, так и от другого источника.

Быстродействующее АВР (БАВР) предназначено для повышения надежности электроснабжения СД 6–10 кВ и обеспечения их результирующей устойчивости при кратковременных нарушениях электроснабжения, а также для обеспечения их группового самозапуска без гашения возбуждения. Для этого требуется быстро выявить факт потери питания со стороны основного источника, проверить отсутствие повреждения на шинах, отключить основной ввод питания и включить выключатель резервного источника. Включение можно произвести или до того как вектора ЭДС двигателей и напряжения резервного источника разойдутся на недопустимый угол δ (для большинства СД $\delta_{\text{доп}} \leq 0,5\pi$), или после окончания первого цикла проворота, когда напряжения опять совпадут по фазе ($\delta_{\text{доп}} = 2\pi$). В данном случае ток включения и электромагнитный момент СД не превышают допустимых значений.

В 1990 г. было разработано устройство БАВР. Основой его являются электронное пусковое устройство (ПУ) защиты и автоматики и специальные быстродействующие выключатели. В качестве таких выключателей применяются ВВ со специальными электродинамическими приводами, имеющие время отключения порядка 0,015 с, а

включения – 0,02 с. Использование тиристорного электродинамического устройства управления приводом (ЭДУУ) позволило уменьшить время отключения и сократить в 2,5–3 раза время включения выключателей по сравнению с временами серийных ВВ. Увеличение быстродействия срабатывания привода достигается за счет сокращения времени трогания сердечников электромагнитов включения и отключения выключателя.

Пусковое устройство БАВР представляет собой многоэлементное устройство противоаварийной автоматики, способное обеспечить двухстороннее действие на отключение выключателей двух вводов и на включение СВ резервного питания. Логика ПУ автоматически выбирает режим АВР и в зависимости от вида аварии обеспечивает или опережающее АВР (при потерях питания, вызванных неоперативными отключениями питающих фидеров, $\delta \leq 0,5\pi$), или одновременное АВР (СВ включается, не ожидая, пока отключится выключатель ввода), или АВР с контролем от блок-контактов отключаемого вводного выключателя (при потерях питания, вызванных КЗ в питающей линии).

В ПУ АВР предусмотрена возможность синфазного включения аварийной секции (в конце первого проворота векторов напряжения аварийной секции относительно резервной при $\delta = 2\pi$).

Пусковое устройство АВР включает следующие блоки:

- блоки минимального напряжения (реагирует на КЗ);
- блок контроля угла между одноименными напряжениями прямой последовательности первой и второй секций шин (реагирует на потери питания, связанные с неоперативными отключениями питающих фидеров);
- блоки направления активной мощности прямой последовательности (определяет место КЗ: до вводного выключателя секции или после него).

Подобное устройство БАВР типа SUE3000 выпускает фирма *ABB*.

Основной недостаток таких устройств – это невозможность автоматически адаптировать режим БАВР при изменении состава выбегающих двигателей и их коэффициентов загрузки, а также необходимость переоснащать серийные ВВ нетиповыми приводами, имеющими вместо электромагнитов включения специальное тиристорное электродинамическое устройство с высоковольтным конденсатором.

В Гомельском государственном техническом университете имени П. О. Сухого разработан новый способ АВР и на его основе реализовано микропроцессорное устройство опережающего и синфазного

БАВР [12], для типовых ВВ. Данный способ основан на математическом прогнозировании располагаемого времени выбега СД до момента осуществления опережающего ($\delta \leq 0,5\pi$) или синфазного ($\delta = 2\pi$) АВР и в зависимости от результата прогноза и собственного времени включения СВ автоматически выбирается режим быстродействующего (опережающего или синфазного) АВР или штатного (типового) АВР с гашением возбуждения СД. Прогноз осуществляется в темпе процесса в течение 40 мс от начала выбега.

В идеальном случае без учета начального угла нагрузки и при постоянном моменте сопротивления механизма ЭДС СД при выбеге изменяется по закону:

$$e = E_m \sin \psi(t),$$

где $\psi(e) = \omega t$; $\omega = d\psi / dt = 2\pi f$.

Так как $f = f_c - \varepsilon t$, то

$$\psi = \int_0^t 2\pi(f_c - \varepsilon t) dt = \omega_c t - 2\pi\varepsilon t^2/2.$$

Следовательно,

$$e = E_m \sin(\omega_c t - \pi\varepsilon t^2),$$

где $\omega_c = 2\pi f_c$ – циклическая частота сети; ε – скорость снижения частоты ЭДС, Гц/с; t – текущее время выбега, с.

Угол рассогласования δ одноименных фаз ЭДС двигателя и напряжения сети резервного питания ($u_c = U_m \sin \omega_c t$) вычисляется по выражению

$$\delta = \omega_c t - (\omega_c t - \pi\varepsilon t^2) = \pi\varepsilon t^2.$$

Отсюда располагаемое время $t_p = \sqrt{\delta/(\pi\varepsilon)}$.

Включить резервное питание на выбегающий СД без гашения поля можно при условии, если угол рассогласования не вышел за пределы допустимого значения $\delta \leq 0,5\pi$ (опережающее АВР) или ротор СД сделал один полный проворот $\delta = 2\pi$ (синфазное АВР). Для таких режимов располагаемые времена определяются по формулам:

$$t_{\text{опер}} = \sqrt{0,5/\varepsilon} \text{ и } t_{\text{син}} = \sqrt{2/\varepsilon}.$$

Скорость снижения частоты ЭДС двигателей в режиме выбега может изменяться в широких пределах от 5 до 40 Гц/с. Например, при $\varepsilon = 5$ Гц/с $t_{\text{опер}} = 0,316$ с и $t_{\text{син}} = 0,632$ с, а при $\varepsilon = 20$ Гц/с $t_{\text{опер}} = 0,158$ с и $t_{\text{син}} = 0,316$ с.

Очевидно, что реальные формулы расчета t_p , учитывающие $\delta_{\text{нач}}$, характеристики приводных механизмов СД, допустимую угловую ошибку и прочее намного сложнее приведенных.

В описываемом устройстве опережающего и синфазного АВР угловое ускорение, которое численно равно скорости снижения частоты ЭДС эквивалентного двигателя (группы выбегающих двигателей), измеряется за 3–4 полупериода промышленной частоты, т. е. в течение 30–40 мс от начала выбега.

По результатам прогноза устройство БАВР автоматически переключается на режим улавливания синхронизма. В этом режиме алгоритм функционирования подобен устройству точной синхронизации генератора, включаемому на параллельную работу с энергосистемой, т. е. момент подачи импульса на включение электродвигателя происходит с постоянным временем опережения, равным собственному времени включения выключателя. Для электродвигателя устройство допускает отклонения от синфазности на угол $\pm 30^\circ$.

Такие устройства внедрены и успешно эксплуатируются на ряде предприятий Республики Беларусь.

Выполнение типовых схем АВР с помощью микроэлектронной аппаратуры. Фирма «Энергомашвин» выпускает комплектное устройство напряжения УЗА АН, с помощью которого можно выполнить АВР.

На рис. 12.16 показаны цепи действия АВР на СВ и выключатель ввода.

Выходные контакты защиты минимального напряжения (ЗМН) действуют на отключение ввода 6–10 кВ без блокировки АВР. Для этого служит разделительный диод $VD1$. Если же отключение ввода происходит от защит, запрещающих АВР, оперативно или по локальной сети, то срабатывает реле блокировки АВР KL с задержкой при возврате (реле типа РП252 или реле KL с конденсатором). При отключении питающего трансформатора от защит АВР выполняется.

Команда на включение СВ подается после отключения выключателя ввода через его размыкающий блок-контакт, замыкающий контакт реле положения «включено» $KQC1$ и размыкающий контакт реле блокировки. Если отключение ввода происходит без блокировки АВР, то

реле *KL* не срабатывает, а реле *KQC1* возвращается после отключения выключателя с задержкой, достаточной для надежного включения СВ.

В ряде случаев перед включением СВ от АВР требуется проверить отсутствие напряжения на рабочей секции. Дело в том, что выключатель ввода может отключиться не только от ЗМН, но и от других защит трансформатора.

В данном случае АВР действует немедленно после отключения ввода и может быть подано напряжение на секцию без контроля напряжения, например, на работающие СД. Для того чтобы избежать такой возможности подачи напряжения, в цепи включения СВ от АВР можно установить входящий в состав УЗА АН второй комплект ЗМН, используя его для контроля отсутствия напряжения на секции (рис. 12.16).

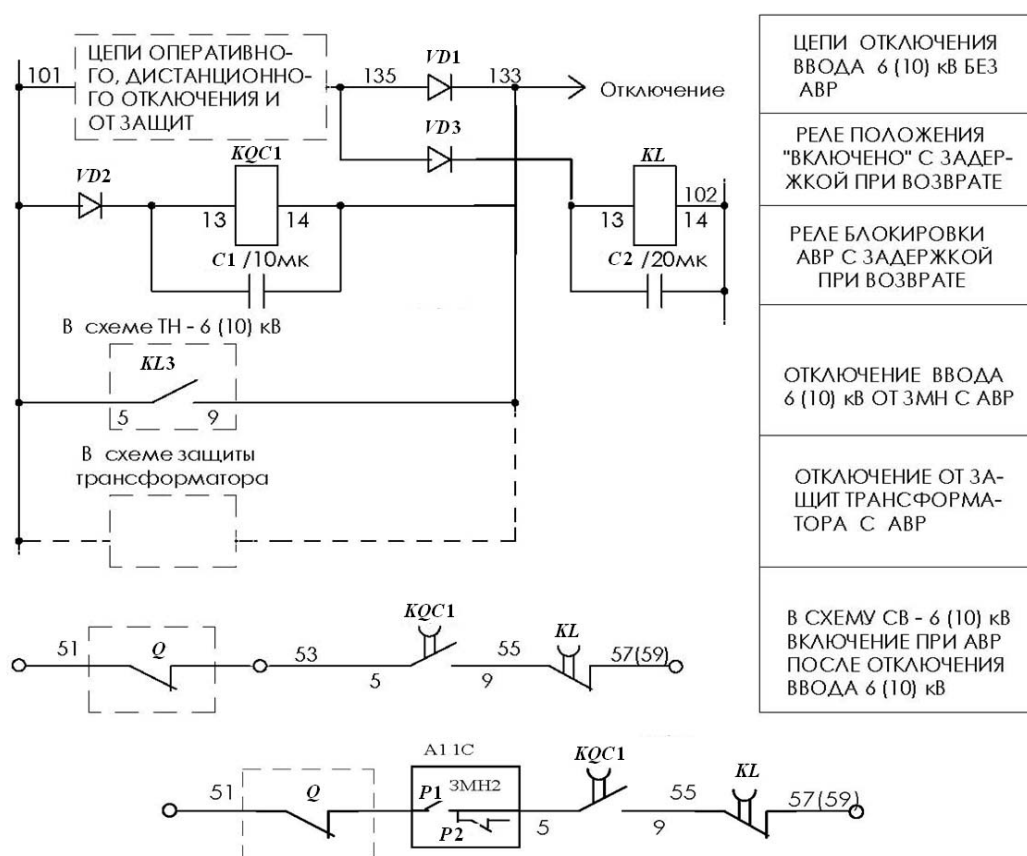


Рис. 12.16. Схема цепей АВР с применением реле УЗА АН

Для выполнения АВР может быть использовано микропроцессорное реле напряжения. Схема ЗМН для такого АВР показана на рис. 12.17.

Защита минимального напряжения используется для отключения линии 6(10) кВ, питающей электродвигатели при снижении на-

пряжения питания, а также для отключения ввода 6–10 кВ перед выполнением АВР.

В качестве пусковых органов ЗМН используются органы минимального напряжения реле MICOM P921(P922), контролирующего напряжение на шинах 6–10 кВ.

Возможно выполнение двух ступеней защиты минимального напряжения ЗМН I и ЗМН II с различными уставками по напряжению и по времени. Однако в данном случае из-за ограниченного количества выходных реле MICOM P922 нельзя будет выполнить две очереди АЧР. Если АЧР не требуется, то используется реле MICOM P921.

Схема ЗМН отключения ввода 6(10) кВ с реле MICOM P921 приведена на рис. 12.17. В цепь выходного реле ЗМН включается размыкающий контакт реле-повторителя *KL2* органа минимального напряжения смежной секции 6(10) кВ (контроль наличия напряжения на резервной секции) и контакт переключателя *SA2* вывода ЗМН–АВР. Переключатель целесообразно разместить в ячейке СВ-6(10) кВ, и тогда им выводится действие ЗМН–АВР по двум секциям одновременно. Если его устанавливать в ячейках ТН-6(10) кВ или вводах 6(10) кВ каждой секции, то тогда возможен вывод ЗМН–АВР по каждой секции отдельно.

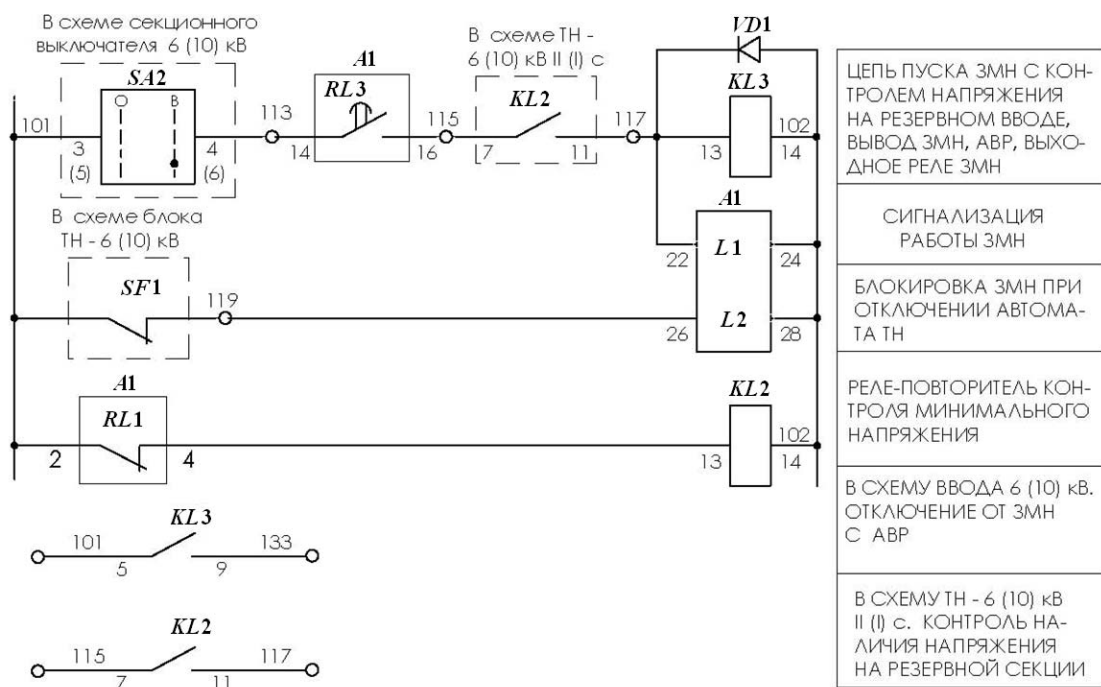


Рис. 12.17. Схема цепей ЗМН на микропроцессорном реле

Для исключения ложного срабатывания ЗМН при отключении автомата трансформатора напряжения через его размыкающий блок-

контакт подается напряжение на вход $L2$, который блокирует все ступени минимального напряжения.

Контроль наличия напряжения на резервном вводе выполняется пусковым органом минимального напряжения ЗМН отключения ввода через реле-повторитель $KL2$. Одновременно этот же орган обеспечивает пуск МТЗ ввода 6(10) кВ и трансформатора по напряжению, а также контроль отсутствия напряжения на шинах резервируемой секции 6(10) кВ в схеме АВР СВ-6(10) кВ.

Фиксация срабатывания ЗМН осуществляется оптовходом $L1$, включенным параллельно катушке выходного реле $KL3$. Если возникает необходимость передачи через оптовходы дополнительных сигналов, то блокировка ЗМН при отключении автомата ТН выполняется путем включения в цепь реле $KL3$ и реле ЗМН отключения электродвигателей замыкающего блок-контакта автомата ТН $SF1$ и оптовход $L2$ освобождается. Схема АВР с применением микропроцессорных устройств остается прежней.

Расчет уставок автоматического ввода резерва

Реле однократного включения. Выдержка времени промежуточного реле однократного включения $t_{о.в}$ от момента снятия напряжения с его обмотки до размыкания контакта должна с некоторым запасом превышать время включения выключателя резервного источника питания:

$$t_{о.в} = t_{вкл} + t_{зап}, \quad (12.8)$$

где $t_{вкл}$ – время включения выключателя резервного источника питания; если выключателей два, то выключателя, имеющего большее время включения; $t_{зап}$ – время запаса, принимаемое равным 0,3–0,5 с.

Пусковой орган минимального напряжения. Напряжение срабатывания реле минимального напряжения при выполнении пускового органа выбирается так, чтобы пусковой орган срабатывал только при полном исчезновении напряжения и не приходил в действие при понижениях напряжения, вызванных КЗ или самозапуском электродвигателей.

Для выполнения этого условия напряжение срабатывания реле минимального напряжения (напряжение, при котором возвращается якорь реле) должно быть равным:

$$U_{ср} = U_{ост.н} / K_n \cdot K_U; \quad (12.9)$$

$$U_{\text{ср}} = U_{\text{зап}} / K_{\text{н}} \cdot K_U, \quad (12.10)$$

где $U_{\text{ост.н}}$ – наименьшее расчетное значение остаточного напряжения при КЗ; $U_{\text{зап}}$ – наименьшее напряжение при самозапуске электродвигателей; $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, принимаемый 1,25; K_U – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Для определения наименьшего остаточного напряжения производятся расчеты при трехфазных КЗ за реакторами и трансформаторами (точки 1–3, рис. 12.18) и расчет самозапуска электродвигателей. Принимается меньшее значение напряжения срабатывания, из полученных по формулам (12.9) и (12.10).

В большинстве случаев обоим условиям удовлетворяет напряжение срабатывания, равное:

$$U_{\text{ср}} = (0,25-0,4)U_{\text{ном}}, \quad (12.11)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение электроустановки.

При выполнении пускового органа минимального напряжения с помощью реле времени переменного напряжения на рис. 12.15, а необходимо иметь в виду, что напряжение срабатывания реле времени типов РВ-215 не регулируется и по данным завода составляет $(0,25-0,55)U_{\text{ном.р}}$, где $U_{\text{ном.р}}$ – номинальное напряжение реле. Поэтому при использовании этих реле в схемах пусковых органов минимального напряжения нужно отбирать реле с напряжением срабатывания не выше $(0,25-0,4)U_{\text{ном.р}}$.

Выдержка времени пускового органа минимального напряжения должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, в зоне действия которых остаточное напряжение при КЗ оказывается ниже напряжения срабатывания реле минимального напряжения или реле времени. Такой зоной являются участки до реакторов (точки 5, 6) и до трансформаторов (точка 4) на рис. 12.18.

Таким образом, выдержка времени пускового органа минимального напряжения должна быть равна:

$$t_{\text{п.о}} = t_1 + \Delta t; \quad (12.12)$$

$$t_{\text{п.о}} = t_2 + \Delta t, \quad (12.13)$$

где t_1 – наибольшая выдержка времени защиты присоединений, отходящих от шин ВН подстанции; t_2 – наибольшая выдержка времени

защиты присоединений, отходящих от шин НН подстанции; Δt – ступень селективности, равная 0,4–0,5 с.

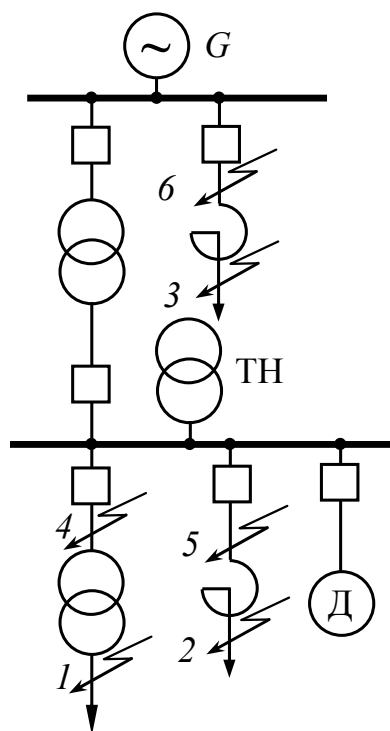


Рис. 12.18. К выбору уставок пусковых органов АВР

Чем меньше выдержка времени пускового органа АВР, тем меньше перерыв питания потребителей. Поэтому при выборе уставок пускового органа следует стремиться к тому, чтобы выдержка времени была по возможности меньше.

Пусковой орган минимального тока и напряжения. Напряжение срабатывания реле минимального напряжения пускового органа минимального тока и напряжения выбирается, как рассмотрено выше, по формулам (12.8) и (12.9). При этом отстраиваться следует только от КЗ в точке 3 (рис. 12.18), т. к. при КЗ в точках 4 и 5 через трансформатор проходит большой ток КЗ и реле КА держит контакт разомкнутым.

Ток срабатывания реле минимального тока должен быть меньше минимального тока нагрузки и определяется по формуле

$$I_{\text{ср}} = I_{\text{нагр min}} / K_{\text{н}} \cdot K_I, \quad (12.14)$$

где $I_{\text{нагр min}}$ – минимальный ток нагрузки трансформатора; $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,5; K_I – коэффициент трансформации ТТ.

Выдержка времени определяется только по формуле (12.14) из условия согласования с защитой, действующей при КЗ в точке б (рис. 12.18). Согласования с защитами присоединений шин НН не требуется.

Реле контроля наличия напряжения на резервном источнике питания. Напряжение срабатывания этого реле определяется из условия отстройки от минимального рабочего напряжения по формуле

$$U_{\text{ср}} = U_{\text{раб min}} / K_{\text{н}} \cdot K_{\text{в}} \cdot K_U, \quad (12.15)$$

где $U_{\text{раб min}}$ – минимальное рабочее напряжение; $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2; $K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле.

12.3. Автоматическая частотная разгрузка

Назначение и основные принципы выполнения автоматической частотной разгрузки. Пока в энергосистеме имеется вращающийся резерв активной мощности, системы регулирования частоты и мощности должны поддерживать заданный уровень частоты. После того как вращающийся резерв будет исчерпан, дефицит активной мощности, вызванный отключением части генераторов или включением новых потребителей, повлечет за собой снижение частоты в энергосистеме. Современные мощные тепловые энергоблоки имеют малый диапазон регулирования активной мощности, что не позволяет выполнить надежное регулирование частоты и активной мощности в необходимом диапазоне. В связи с этим нередко применяют ручное регулирование частоты, которое часто заключается в пуске и останове блоков, поэтому мощность изменяется ступенчато, образуя либо дефицит, либо избыток мощности. При параллельной работе удается удержать частоту близкой к номинальной за счет того, что по линиям электропередачи протекает уравнивающий переток мощности, покрывающий ее избыток или дефицит. Однако в случаях отделения отдельного узла в энергосистеме возникает дефицит мощности, который не может быть покрыт за счет вращающегося резерва.

Небольшое снижение частоты, на несколько десятых Гц, не представляет опасности для нормальной работы энергосистемы, хотя и влечет за собой ухудшение экономических показателей. Снижение частоты более чем на 1–2 Гц представляет опасность и может привести к полному расстройству работы энергосистемы. Это в первую оче-

редь определяется тем, что при понижении частоты снижается скорость вращения электродвигателей, а следовательно, снижается и производительность приводимых ими механизмов собственного расхода тепловых электростанций. Вследствие снижения производительности механизмов собственного расхода резко уменьшается располагаемая мощность тепловых электростанций, особенно электростанций высокого давления, что влечет за собой дальнейшее снижение частоты в энергосистеме. Таким образом, происходит лавинообразный процесс – «лавина частоты», который приводит к полному расстройству работы энергосистемы.

Современные крупные паровые турбины не могут длительно работать при низкой частоте из-за опасности повреждения их рабочих лопаток. Каждый ряд лопаток имеет собственную частоту резонанса, все группы лопаток имеют разные размеры и конструкторам турбин приходится долго заниматься тем, чтобы вывести все группы лопаток из резонанса при частоте вращения, близкой к номинальной. Если та или иная группа лопаток турбины попадет в резонанс, она может быть через некоторое время повреждена. Зона, свободная от резонансов, составляет 1–2 Гц и недопустима длительная работа системы при частотах, выходящих за этот диапазон.

Процесс снижения частоты в энергосистеме сопровождается также снижением напряжения, что происходит вследствие уменьшения частоты вращения возбуждителей, расположенных на одном валу с основными генераторами. Если регуляторы возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов не смогут удержать напряжение, то также может возникнуть лавинообразный процесс – «лавина напряжения», т. к. снижение напряжения сопровождается увеличением потребления реактивной мощности, что еще более усложнит положение в энергосистеме.

Аварийное снижение частоты в энергосистеме, вызванное внезапным возникновением значительного дефицита активной мощности, протекает очень быстро, в течение нескольких секунд. Поэтому дежурный персонал не успевает принять каких-либо мер, вследствие чего ликвидация аварийного режима должна возлагаться на устройства автоматики.

Для предотвращения развития аварии должны быть немедленно мобилизованы все резервы активной мощности, имеющиеся на электростанциях. Все вращающиеся агрегаты загружаются до предела с учетом допустимых кратковременных перегрузок. Поскольку вра-

щающийся резерв невелик, он не может покрыть большой дефицит мощности, возникший в узле.

При отсутствии вращающегося резерва единственно возможным способом восстановления частоты является отключение части наименее ответственных потребителей. Это и осуществляется с помощью специальных устройств – АЧР, срабатывающих при опасном снижении частоты.

Действие АЧР всегда связано с определенным ущербом, поскольку отключение линий, питающих электроэнергией потребителей, влечет за собой недовыработку продукции, появление брака и т. п. Несмотря на это, АЧР широко используется в ЭЭС как средство предотвращения значительно больших убытков из-за полного расстройства работы энергосистемы, если не будут приняты срочные меры по ликвидации дефицита активной мощности.

Глубина снижения частоты зависит не только от дефицита мощности в первый момент аварии, но и от характера нагрузки. Потребление мощности одной группой потребителей, к которой относятся электроосветительные приборы и другие установки с чисто активной нагрузкой, не зависит от частоты и при ее снижении остается постоянным. Потребление другой группы потребителей – электродвигателей переменного тока – при уменьшении частоты снижается. Чем больше в энергосистеме доля нагрузки первой группы, тем больше понизится частота при возникновении одинакового дефицита активной мощности. Нагрузка потребителей второй группы будет в некоторой степени сглаживать эффект снижения частоты, поскольку одновременно будет уменьшаться потребление мощности электродвигателями.

Уменьшение мощности, потребляемой нагрузкой при снижении частоты, или, как говорят, регулирующий эффект нагрузки, характеризуется коэффициентом $K_{\text{нагр}}$, равным отношению

$$K_{\text{нагр}} = \Delta P \% / \Delta f \% . \quad (12.16)$$

Коэффициент регулирующего эффекта нагрузки показывает насколько уменьшается потребление нагрузкой активной мощности на каждый процент снижения частоты. Значение коэффициента регулирующего эффекта нагрузки должно определяться специальными испытаниями и принимается при расчетах равным 2,5–4.

Устройства АЧР должны устанавливаться там, где возможно возникновение значительного дефицита активной мощности во всей энергосистеме или в отдельных ее районах, а мощность потребителей,

отключаемых при срабатывании АЧР, должна быть достаточной для предотвращения снижения частоты, угрожающего нарушением работы механизмов собственного расхода электростанций, что может повлечь за собой лавину частоты. Устройства АЧР должны выполняться с таким расчетом, чтобы была полностью исключена возможность даже кратковременного снижения частоты ниже критического значения, равного 45 Гц. Необходимо учитывать все реально возможные случаи аварийных отключений генерирующей мощности и снижения частоты ниже 45 Гц. Время работы с частотой ниже 47 Гц не должно превышать 20 с, а с частотой ниже 48,5 Гц – 60 с.

Чем больший дефицит мощности может возникнуть, тем на большую мощность должно быть отключено потребителей. Для того чтобы суммарная мощность нагрузки потребителей, отключаемых действием АЧР, примерно соответствовала дефициту активной мощности, возникшему при данной аварии, АЧР, как правило, выполняется многоступенчатой, в несколько очередей, отличающихся уставками по частоте срабатывания.

На рис. 12.19 приведены кривые, характеризующие процесс изменения частоты в энергосистеме при внезапном возникновении дефицита активной мощности. Если в энергосистеме отсутствует АЧР, то снижение частоты, вызванное дефицитом активной мощности, будет продолжаться до такого установившегося значения, при котором за счет регулирующего эффекта нагрузки и действия регуляторов частоты вращения турбин вновь восстановится баланс генерируемой и потребляемой мощности при новом сниженном значении частоты – (кривая I). Для восстановления в энергосистеме нормальной частоты в данном случае необходимо вручную отключить часть нагрузки потребителей, суммарное потребление мощности которыми при частоте 50 Гц равно дефициту мощности, вызвавшему аварийное снижение частоты. Учитывая возможные аварийные режимы, доля нагрузки, подключенной к АЧР, в энергосистемах составляет порядка 60 %.

Иначе будет протекать процесс изменения частоты при наличии АЧР (кривая II). Пусть, например, АЧР состоит из трех очередей с уставками срабатывания 48; 47,5 и 47 Гц. Когда частота снизится до 48 Гц (точка 1), сработают АЧР первой очереди и отключат часть потребителей, дефицит активной мощности уменьшится, благодаря чему уменьшится и скорость снижения частоты. При частоте 47,5 Гц (точка 2) сработают АЧР второй очереди и, отключая дополнительно часть потребителей, еще больше уменьшат дефицит активной мощности и скорость снижения частоты. При частоте 47 Гц (точка 3) сра-

ботают АЧР третьей очереди и отключат еще часть потребителей. Снижение частоты остановится. Однако, как было изложено выше, для сохранения надежной работы системы частоту необходимо поднять выше 49,0 Гц. Таким образом, работа АЧР должна быть продолжена другими устройствами АЧР. Устройства АЧР, используемые для ликвидации аварийного дефицита активной мощности в энергосистемах, подразделяются на три основные категории.

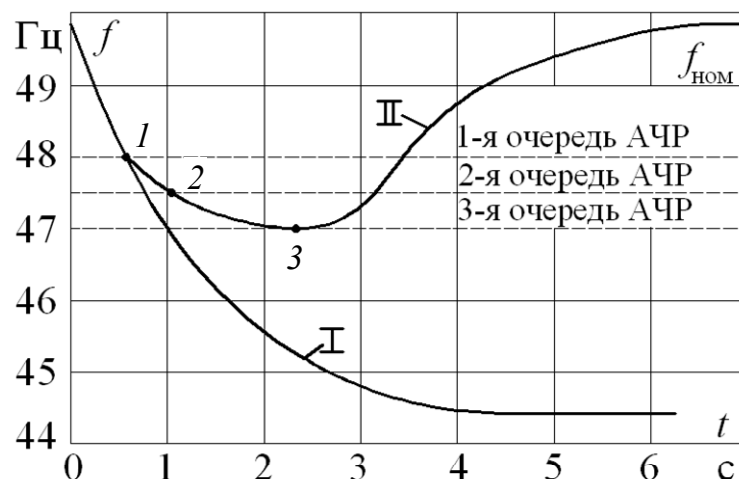


Рис. 12.19. Изменение частоты при возникновении дефицита активной мощности: I – при отсутствии АЧР; II – при наличии АЧР

Первая категория автоматической частотной разгрузки АЧР I является быстродействующей ($t = 0,3-0,5$ с) с уставками срабатывания от 48,5 Гц (в отдельных случаях от 49,2 Гц) до 46,5 Гц. Назначение очередей АЧР I – не допустить глубокого снижения частоты в первое время развития аварии. Уставки срабатывания отдельных очередей АЧР I отличаются одна от другой на 0,1 Гц. Мощность, подключаемая к АЧР I, равномерно распределяется между очередями.

Вторая категория автоматической частотной разгрузки АЧР II предназначена для восстановления частоты до длительно допустимого значения – выше 49,0 Гц. АЧР II работает после отключения части потребителей от АЧР I, когда снижение частоты прекращается, и она устанавливается на уровне 47,5–48,5 Гц.

Уставки срабатывания всех АЧР II принимаются близкими по частоте в диапазоне 48,5–48,8 Гц. Выдержки времени АЧР II отличаются друг от друга на 3 с и принимаются равными 5–90 с. Большие выдержки времени АЧР II принимаются для того, чтобы постепенно довести частоту до нужной величины, не допустив повышения ее до

величины существенно выше 49 Гц. Считается, что энергосистема может устойчиво и длительно работать при частоте, превышающей 49,2 Гц, и доведение ее до номинальной означает, что будет отключена дополнительная часть потребителей, которая могла бы остаться в работе.

Совмещенная АЧР состоит из двух устройств АЧРІ и АЧРІІ, действующих на одну и ту же нагрузку.

Кроме двух категорий автоматической частотной разгрузки – АЧРІ и АЧРІІ, в эксплуатации применяются некоторые другие очереди АЧР. Специальная очередь АЧР – имеющая уставки 49,2 Гц, и время 0,3–0,5 с должна препятствовать понижению частоты ниже 49,2 Гц, а защитная очередь АЧР 49,1 Гц 0,3–0,5 с не должна допустить снижения частоты ниже 49 Гц, опасной вследствие возможной разгрузки атомных электростанций и дальнейшего снижения частоты. Мощность нагрузки, подключенная к двум последним очередям АЧР, недостаточна для того, чтобы обеспечить подъем частоты при тяжелых авариях, связанных с выделением узла со значительным дефицитом мощности. Данная задача возлагается на мощность, подключенную к АЧРІ и АЧРІІ.

Таким образом, в современных условиях имеется две категории АЧР. Одна – специальная очередь удерживает частоту на длительно допустимом уровне и нужна для работы системы при недостатке генерирующей мощности, когда не представляется возможным удерживать номинальную частоту, т. к. для этого требуется отключить добавочное количество потребителей. Вторая система АЧР нужна для работы при аварийно возникших больших дефицитах мощности, отключает значительно больший объем нагрузки и также доводит частоту до длительно допустимого уровня, превышающего 49,0 Гц. При выборе подключаемых к АЧР потребителей оценивается их значение – возникающий ущерб, брак или снижение выпуска продукции, повреждение оборудования, опасность для жизни людей и т. д.

У ответственных потребителей нагрузка разделяется на несколько категорий. Наиболее ответственная нагрузка первой категории обычно отключению не подлежит. Для того чтобы иметь возможность избежать отключения ответственных потребителей первой категории при работе АЧР для отключения остальной нагрузки, стремятся приблизить места установки АЧР к потребителю. Это означает, что АЧР необходимо выполнять на каждой подстанции.

Предотвращение ложных отключений потребителей от АЧР при кратковременных понижениях частоты в энергосистеме. При отключении связи с энергосистемой питание обесточенных потреби-

телей может быть восстановлено спустя небольшое время действием АПВ линий или трансформатора, а также АВР СВ. Однако за время, пока будет нарушена связь с энергосистемой, потребители подстанций могут быть отключены ложным действием АЧР. Это происходит потому, что после отключения источника питания напряжение на шинах подстанции с синхронными компенсаторами или мощными синхронными двигателями сразу не исчезает, а некоторое время поддерживается. Величина напряжения может быть достаточной для срабатывания АЧР, а частота снижается за счет уменьшения скорости вращения электродвигателя. Это в первую очередь относится к быстродействующим очередям АЧР: АЧРІ, спецочереди и защитной очереди АЧР. АЧРІІ сработать не успевают, т. к. имеет значительные выдержки времени. При разработке аппаратуры АЧР напряжение, при котором реле АЧР еще работает, стремятся сделать по возможности более низким для предотвращения его отказа при больших дефицитах мощности, сопровождающихся «лавиной напряжения». Это еще более увеличивает опасность ложной работы АЧР.

В практике эксплуатации применяются специальные блокировки, предотвращающие ложное срабатывание АЧР в рассматриваемом режиме. На рис. 12.20, б показана одна из таких схем, в которой «плюс» на контакт KF реле частоты АЧР подается через контакт блокирующего реле направления мощности KW . При наличии связи с энергосистемой, когда подстанция потребляет активную мощность, реле направления мощности держит свой контакт замкнутым, как показано на рис. 12.21, б, разрешая действовать АЧР. После отключения подстанции от питающей сети активная мощность по трансформатору проходить не будет или будет направлена в сторону шин ВН. При этом реле направления мощности разомкнет свой контакт и снимет «плюс» с контакта реле частоты, предотвращая ложное срабатывание АЧР.

Применяются и другие способы блокировки АЧР от неправильной работы при снижении напряжения. К ним относится блокировка по скорости снижения частоты. При самых тяжелых авариях частота в системе снижается медленнее, чем это происходит при снятии напряжения с двигателей. На устройствах совмещенной АЧРІ–АЧРІІ для блокировки используются сами ИО АЧР. Уставка по частоте АЧРІІ больше, чем АЧРІ. Реле времени запускается при срабатывании ИО АЧРІІ и останавливается при срабатывании ИО АЧРІ. Зависимость между скоростью снижения частоты и уставками АЧР выглядит следующим образом:

$$dF = (f_{11} - f_1)/t,$$

где dF – скорость изменения частоты; f_{11} – уставка по частоте АЧРП; f_1 – уставка по частоте АЧРІ; t – время между срабатыванием ИО АЧРП и АЧРІ.

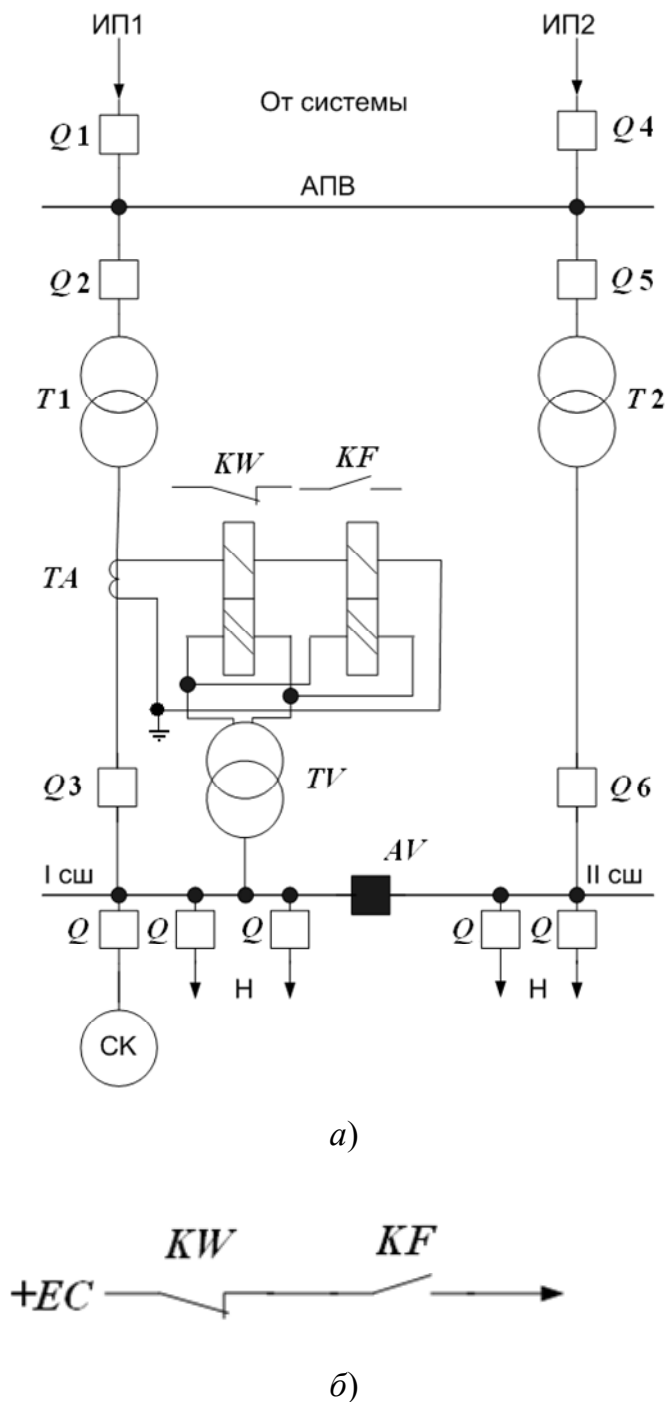


Рис. 12.20. Предотвращение срабатывания АЧР при отключении подстанции с синхронным компенсатором или синхронными электродвигателями: а – схема подстанции; б – блокировка АЧР

Выдержка времени на реле определяется по формуле

$$t = (f_{11} - f_1)/dF. \quad (12.17)$$

Уставки АЧР I и АЧР II заданы режимами, уставка по времени блокировки определяется по формуле (12.17) исходя из скорости снижения частоты – 4 Гц, с.

В энергосистемах, имеющих значительное количество заводов, оснащенных крупными электродвигателями, такое решение оказалось неприемлемым ввиду низкой скорости снижения частоты. Поэтому там широко применяется метод взаимной блокировки между АЧР разных секций: АЧР двух секций сработает, если сработали оба АЧР.

При отсутствии блокировки для исправления ложного действия АЧР можно применить АПВ после АЧР. Такой метод рекомендуется директивными материалами. Однако он не всегда эффективен, т. к. в условиях длительной работы при пониженной частоте частота в сети может быть ниже уставки ЧАПВ.

Автоматическое включение потребителей после АЧР. Для ускорения восстановления питания потребителей, отключенных при срабатывании АЧР, применяется специальный вид автоматики – АПВ после АЧР (ЧАПВ). Устройство ЧАПВ срабатывает после восстановления частоты в энергосистеме и дает импульс на включение отключенных от АЧР потребителей.

Устройство ЧАПВ является весьма эффективным средством автоматики, ускоряющим восстановление питания потребителей, отключавшихся действием АЧР. Поэтому ЧАПВ целесообразно применять везде, где установлена АЧР. В первую очередь ЧАПВ следует выполнять на подстанциях с ответственными потребителями, на подстанциях без постоянного обслуживающего персонала, с дежурством на дому, далеко расположенных от места размещения оперативно-выездных бригад.

Действие ЧАПВ должно осуществляться при частоте 49,5–50 Гц. Начальная уставка по времени ЧАПВ принимается равной 12–20 с, конечная – в зависимости от конкретных условий. Минимальный интервал по времени между смежными очередями ЧАПВ в пределах энергосистемы или отдельного узла – 5 с. Мощности нагрузки по очередям ЧАПВ обычно распределяются равномерно. Очередность подключения потребителей к ЧАПВ – обратная очередности АЧР, т. е. к последним очередям АЧР подключаются первые очереди ЧАПВ.

Доля нагрузки, подключаемой к ЧАПВ, в каждом конкретном случае должна определяться с учетом местных условий: возможности

повторного снижения частоты в отделившихся на изолированную работу районах, перегрузки линий электропередачи, замедления восстановления параллельной работы действием АПВ с улавливанием синхронизма, автоматическому запуску гидрогенераторов, запуску газовых турбин и т. д.

Автоматическое повторное включение имеет существенное отличие от обычного АПВ, заключающееся в том, что оно не запускается сразу после отключения, а должно работать после восстановления частоты до величины, называемой уставкой ЧАПВ по частоте. Это происходит при частоте 49,5–50 Гц, когда в энергосистеме образовался резерв мощности, позволяющий включить дополнительную нагрузку. В некоторых случаях принимается решение о работе с пониженной частотой и фидера включаются вручную или посредством средств телемеханики.

Аппаратура, применяемая для АЧР. Полупроводниковое реле частоты типа РЧ1 производства ЧЭАЗ имеет существенные недостатки. Общая погрешность реле АЧР может достигать 0,25 Гц, диапазон напряжений, при котором работает реле, составляет $0,2-1,3U_{ном}$. С помощью методов настройки погрешность реле можно довести до 0,1 Гц и менее при сохранении внешних условий: температуры, влажности, формы кривой напряжения. Уход частоты срабатывания возможен также из-за старения деталей. На реле РЧ-1 в настоящее время выполнена большая часть устройств АЧР. На одном реле может быть выполнено АЧР и ЧАПВ, для чего имеется два входа, переключая которые можно включить либо одну, либо другую уставку реле. Ввиду недостаточной точности работы РЧ-1, не удовлетворяющей современным требованиям к устройствам АЧР, в настоящее время эти реле вытесняются новыми устройствами АЧР (например, реле РСГ).

Из микропроцессорных устройств фирмы *ALSTOM* можно отметить комплектное устройство *MiCOM P922*. Устройство имеет точность по частоте 0,01 Гц и диапазон напряжений 12–130 В.

Схемы АЧР и ЧАПВ. На рис. 12.21, *a* приведена схема совмещенных АЧР I и АЧР II. Действие АЧР осуществляется с помощью реле частоты *KF1*, промежуточного реле *KL1* и выходного реле *KL2*.

Устройство АЧР II выполняется с помощью реле частоты *KF2* и реле времени *KT1*. Сигнализация срабатывания АЧР I и АЧР II выполняется с помощью указательных реле *KH1* и *KH2*.

С целью экономии реле частоты во многих случаях для осуществления совмещенной АЧР используются специальные схемы, в которых предусматривается переключение уставки одного реле частоты.

Одна из таких схем приведена на рис. 12.21, б. В схеме АЧР используется одно реле частоты *KF* типа РЧ1, на измерительных элементах которого настроены уставки, соответствующие АЧРІ и АЧРІІ. В нормальном режиме до срабатывания *KF* замкнут контакт РП2.1 двухпозиционного реле типа РП8, чем обеспечивается готовность к действию обоих измерительных элементов.

После изменения частоты до уставки АЧРІІ замкнется контакт *KF* и реле *KL1* контактом *KL1.1* подаст «плюс» на верхнюю обмотку *KL2*, которое, переключив свои контакты, выведет из действия измерительный элемент с уставкой АЧРІІ. Если частота понизилась до уставки АЧРІ, контакт *KF* при этом не разомкнется или, разомкнувшись кратковременно, замкнется вновь, после чего с небольшим замедлением сработает промежуточное реле *KL3* и подаст импульс через указательное реле *KN1* на выходное промежуточное реле *KL5*. На этом закончится работа схемы.

Если частота не снизится до уставки АЧРІ, схема будет продолжать работать. Реле времени *KT1*, сработав при замыкании контакта *KL2.3*, будет самоудерживаться через свой мгновенный замыкающий контакт *KT1.1*. Спустя выдержку времени, установленную на проскальзывающем контакте *KT1.2*, будет подан «плюс» на нижнюю обмотку реле *KL2*, и оно переключит свои контакты, вновь вводя в действие измерительный элемент с уставкой АЧРІІ. В течение всего времени, пока не замкнется проскальзывающий контакт *KT1.2*, схема будет готова к действию на отключение без выдержки времени в случае снижения частоты до уставки АЧРІ.

После замыкания проскальзывающего контакта *KT1.2* и переключения реле *KL2* цепь отключения от АЧРІ будет выведена и в работе останется только АЧРІІ. После переключения *KL2* сработают вновь *KF* (если частота будет ниже уставки срабатывания АЧРІІ) и *KL1* и запустится реле времени *KT2*, которое, доработав, через указательное реле *KN2* подаст «плюс» на выходное реле схемы *KL5*. Промежуточное реле *KL4*, обмотка которого включена параллельно обмотке реле *KT1*, будет держать своим контактом *KL4.1* разомкнутой цепь верхней обмотки реле *KL2*, предотвращая его повторное срабатывание.

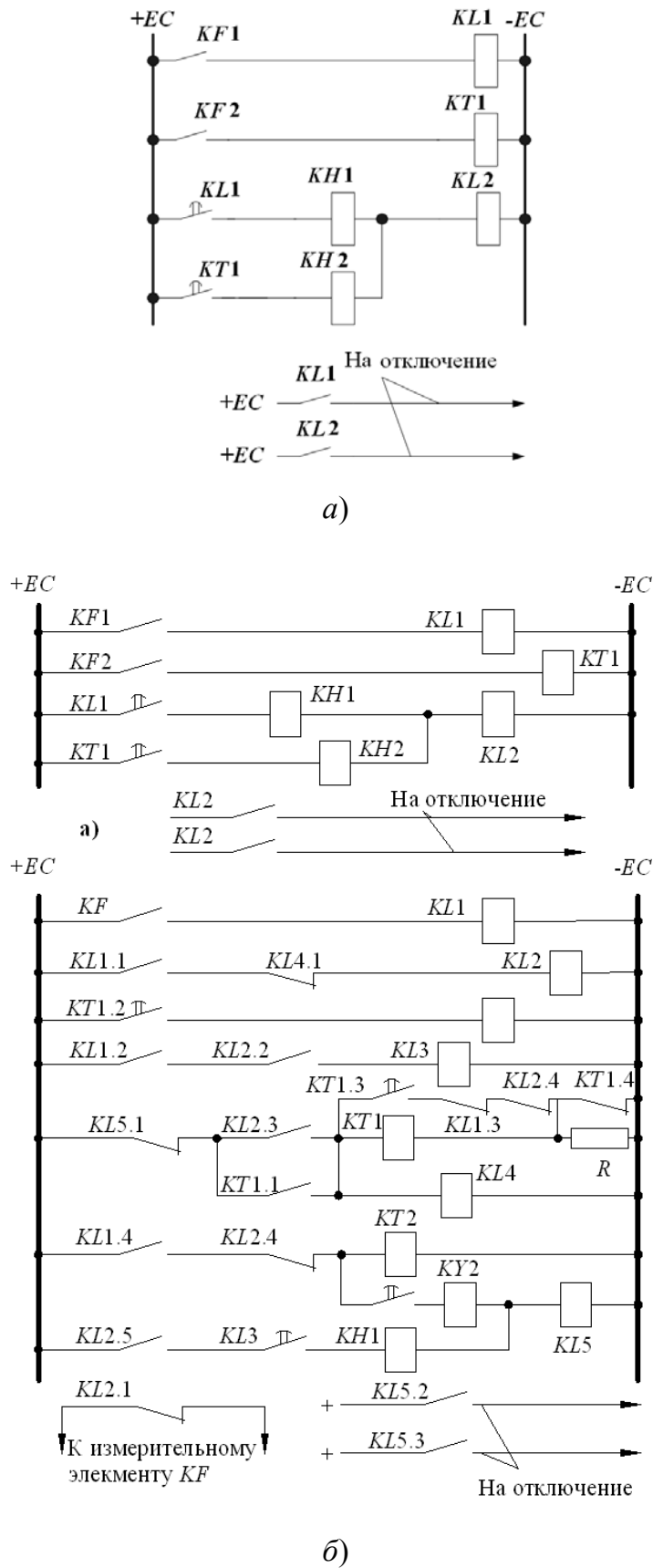


Рис. 12.21. Схемы АЧРІ и АЧРІІ: а – с двумя реле частоты; б – с одним реле частоты и с переключением уставки

Возврат схемы в исходное положение осуществляется после срабатывания выходного реле *KL5*, которое разомкнет контакт *KL5.1* в цепи обмоток реле *KT1* и *KL4*. В случае если схема не подействует на отключение вследствие восстановления частоты в энергосистеме выше уставки АЧРП и возврата реле *KF*, то возврат схемы будет осуществлен шунтированием обмотки *KT1* по цепи: упорный контакт *KT1.3* – размыкающий контакт *KL1.3* – размыкающий контакт *KL2.4*. Выдержка времени АЧРП в рассматриваемой схеме определяется суммой выдержек времени, установленных на *KT2* и на проскальзывающем контакте *KT1.2*.

На рис. 12.22 приведена схема одной очереди АЧР с ЧАПВ. В схеме используется одно реле частоты типа *KF-1*, уставка срабатывания которого автоматически переключается.

При снижении частоты до уставки срабатывания соответствующей очереди АЧР сработает реле частоты *KF* и запустит реле времени *KT1*. После того как замкнется контакт реле времени, сработают промежуточные реле *KL1* и *KL2* и отключат группу потребителей. Одновременно замыкающий контакт *KL1.3* введет в работу измерительный элемент реле частоты с уставкой, соответствующей уставке ЧАПВ. Теперь, после ввода в работу указанного измерительного элемента, контакт реле частоты разомкнется лишь после того, как частота в энергосистеме восстановится до значения новой уставки, равной 49,5–50 Гц.

Реле *KL1* при срабатывании замыкает также своим контактом *KL1.2* цепь обмотки промежуточного реле *KL3*, которое срабатывает и самоудерживается.

После восстановления нормальной или близкой к нормальной частоте реле *KF* и *KT1* разомкнут свои контакты. При этом реле *KL1* возвратится и замкнет контакт *KL1.3* в цепи обмотки реле времени *KT2*. Поскольку контакт *KL3.2* уже замкнут, реле *KT2* начинает работать и, спустя выдержку времени, установленную на проскальзывающем контакте *KT2.2*, замкнет цепь обмотки промежуточного реле *KL4*. Последнее, сработав, самоудерживается через свой замыкающий контакт *KL4.1* и подает импульсы на включение выключателей потребителей, отключавшихся действием АЧР. Возврат схемы осуществляется после замыкания упорного контакта реле времени *KT2.3*, выдержка времени на котором отличается от выдержки проскальзывающего контакта *KT2.2* примерно на 1 с. После замыкания упорного контакта *KT2.3* реле *KL3* возвратится и разомкнет контактом *KL3.2* цепь обмотки реле времени *KT2*. Указательные реле *KN1* и *KN2*, установленные в

рассматриваемой схеме, предназначены для сигнализации срабатывания АЧР и ЧАПВ. С помощью накладки *SB1* рассматриваемая автоматика может быть выведена из действия полностью, а с помощью накладки *SB2* – только ЧАПВ.

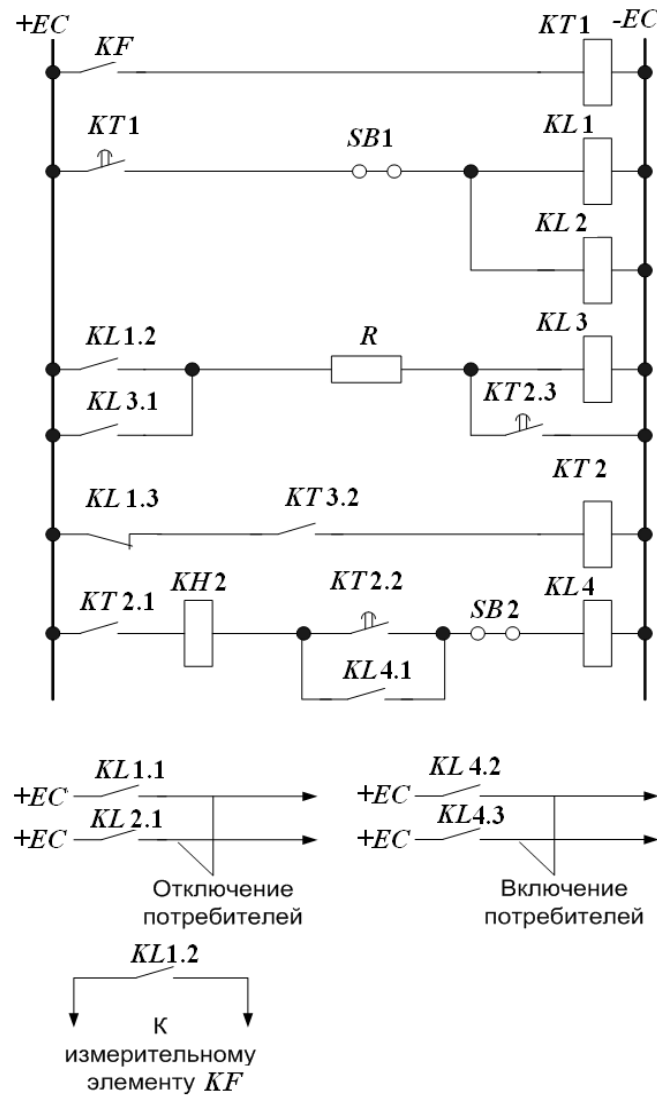


Рис. 12.22. Схема АЧР с ЧАПВ

По схемам (рис. 12.22, 12.23) может быть также выполнена схема совмещенного АЧР с ЧАПВ. При этом на реле частоты должно быть выполнено три уставки по частоте, соответствующие АЧРІ, АЧРІІ и ЧАПВ.

На линиях, оснащенных устройствами электрического АПВ, они могут быть использованы для осуществления ЧАПВ, при этом пуск АПВ должен осуществляться после восстановления частоты до величины, соответствующей уставке ЧАПВ.

Автоматическая частотная разгрузка и частотное автоматическое повторное включение на микропроцессорных устройствах. При использовании на отходящих линиях 6–35 кВ устройств защиты MiCOM P123 (УЗА-12) возможно выполнение функций АЧР и ЧАПВ без использования дополнительной аппаратуры на фидере. Для реле УЗА-12 используется вход 2.

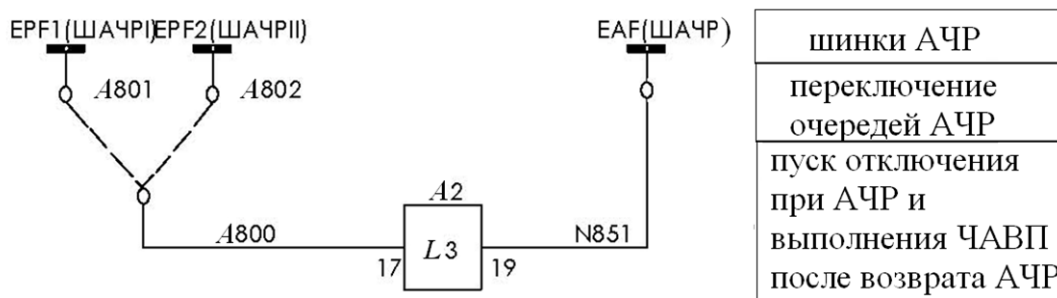


Рис. 12.23. Входная цепь АЧР

При необходимости оперативного вывода АЧР (ЧАПВ) в цепь оптовхода $L3$ (входа 2 для УЗА-12) реле защиты $A2$ включается переключатель.

Вход $L3$ (Вх. 2) программируется для внешнего пуска АПВ с действием на реле отключения. Выдержка времени ЧАПВ равна времени первого цикла АПВ фидера. Работа ЧАПВ будет происходить после возврата АЧР и снятия напряжения с оптовхода $L3$ (Вх. 2). Если это время недопустимо мало (выдержка времени ЧАПВ велика), применяется схема с дополнительной выдержкой времени (рис. 12.24).

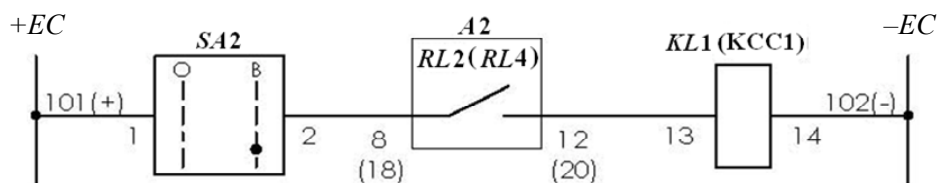


Рис. 12.24. Выходная цепь АПВ (ЧАПВ)

Включение от АПВ (ЧАПВ) и по локальной сети программируется на реле $RL2$ с действием через промежуточное реле $KL1$ ($KCC1$). Вывод из действия АПВ (ЧАПВ) и включения по локальной сети производится переключателем $SA2$. У реле УЗА-12 используется реле $RL2$. Возможен вывод из действия АПВ (ЧАПВ) путем блокировки по оптовходу этой функции. При этом задействуется лишний оптовход реле,

однако сохраняется функция включения по локальной сети (только для реле МІСОМ Р123).

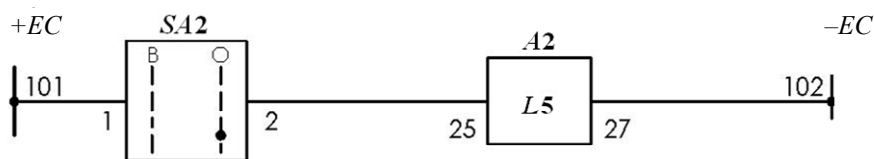


Рис. 12.25. Вывод АПВ (ЧАПВ)

При использовании устройства защиты МІСОМ Р122 (МІСОМ Р220) возможно выполнение только функции АЧР (отсутствует устройство АПВ). Входная цепь выполняется по схеме с действием на реле отключения (рис. 12.25).

Для организации цепей ЧАПВ с дополнительной выдержкой времени необходима установка двух промежуточных реле (рис. 12.26, 12.27).

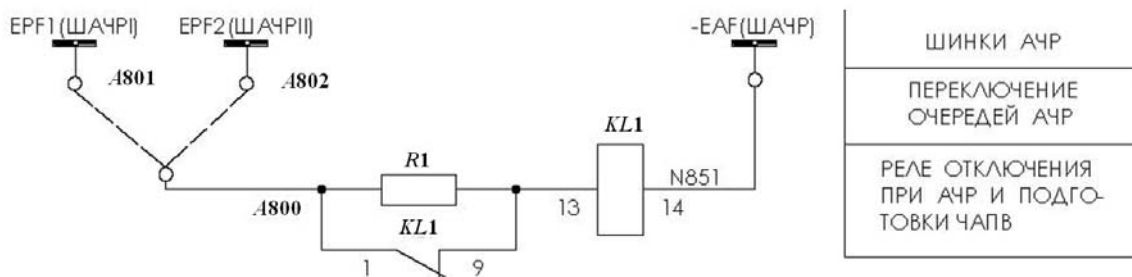


Рис. 12.26. Входная цепь АЧР

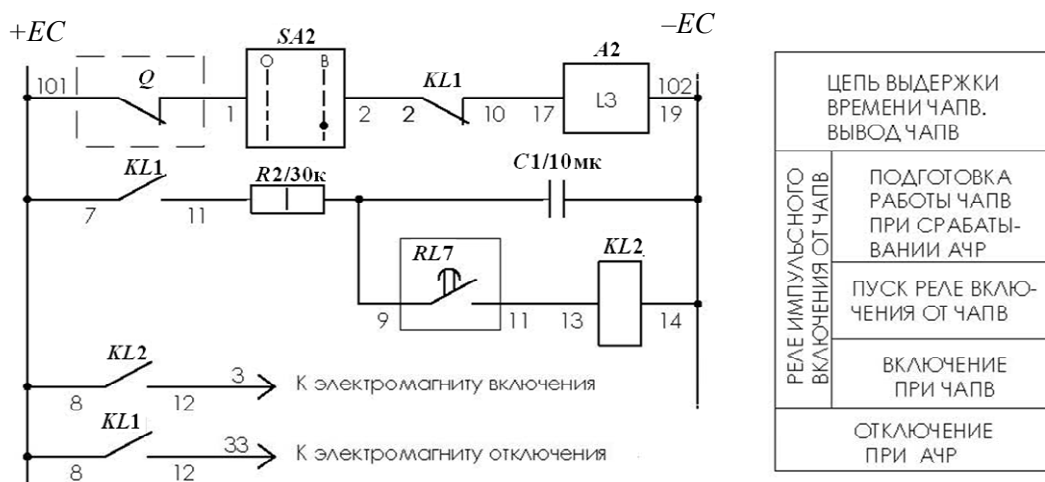


Рис. 12.27. Цепи подготовки выдержки времени и выхода ЧАПВ

При работе АЧР срабатывает реле $KL1$, отключает выключатель и подключает зарядную цепь конденсатора $C1$. После восстановления частоты и возврата АЧР через размыкающие блок-контакты выключателя и реле $KL1$ подается напряжение на оптовход $L3$. С выбранной выдержкой времени срабатывает выходное реле $RL7$ (для МІСОМ Р220 это может быть реле $RL2$ – $RL5$), от заряженного конденсатора $C1$ кратковременно срабатывает реле $KL2$ и подает команду на включение выключателя при ЧАПВ.

Организация шинок автоматической частотной разгрузки.
 Для выполнения АЧР используется реле МІСОМ Р922, цепи напряжения которого подключаются к трансформаторам напряжения секции шин 6–35 кВ. Выходные реле $RL3$ и $RL5$ (рис. 12.28) программируются соответственно на срабатывание от органов снижения частоты $tr' \ll$ (АЧРІ) и $tr' \ll \ll$ (АЧРІІ). Уставка органа снижения частоты $r' <$, действующего на реле возврата АЧР, принимается выше уставок $tr' \ll$ и $tr' \ll \ll$. При понижении частоты до уставки $r' <$ срабатывает реле $RL4$ и подготавливает цепи самоблокировки реле АЧР. Дальнейшее снижение частоты приводит к срабатыванию органов $tr' \ll \ll$ и $tr' \ll \ll \ll$ и соответственно реле $KL1$ и $KL2$, которые самоудерживаются через выходное реле $RL4$. Только восстановление частоты до уставки $r' <$ приводит к возврату этих реле, снятию напряжения с шинок АЧР и, следовательно, к запуску ЧАПВ.

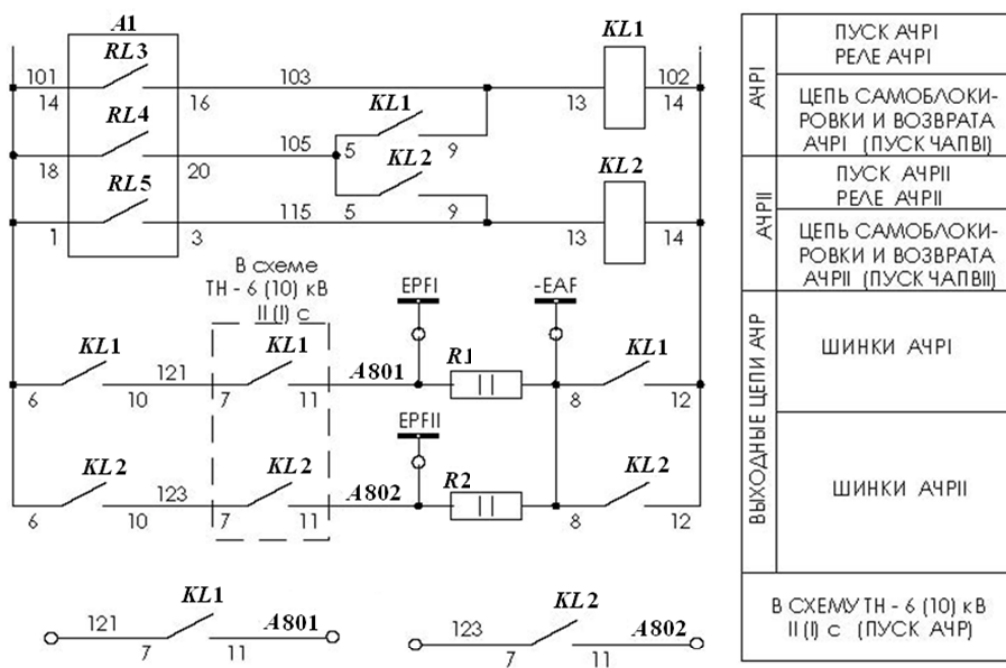


Рис. 12.28. Организация шинок АЧР

Для исключения ложного срабатывания АЧР при отключении напряжения на секции шин 6(10) кВ с синхронными электродвигателями или асинхронными электродвигателями с компенсирующими конденсаторами пуск АЧР выполняется только при одновременном снижении частоты на обеих секциях.

Повышение помехоустойчивости по оптоводам АЧР ЛЗ достигается за счет снятия напряжения с шин АЧР по обоим полюсам и включением дополнительных шунтирующих входы резисторов $R1$ и $R2$. В схемах с реле $KL1$ на шинках АЧР (рис. 12.28) резисторы $R1$ и $R2$ могут не устанавливаться.

12.4. Автоматическое регулирование напряжения в электрических сетях

Назначение регулирования напряжения. Работа всех потребителей электроэнергии зависит от нормального уровня напряжения. Наиболее экономично и надежно потребитель работает при определенном оптимальном значении напряжения. Отклонение уровня напряжения от нормального значения как в сторону понижения, так и повышения приводит к ухудшению условий работы оборудования, снижению производительности механизмов, сокращению срока службы электрооборудования, браку продукции.

Так, при снижении напряжения на 10 % вращающий момент асинхронных электродвигателей уменьшается на 19 %, соответственно уменьшается и производительность приводимого механизма. Резко снижается производительность электропечей, время плавки в которых увеличивается в 1,5–2 раза при снижении напряжения на 5 %. В осветительных установках снижение напряжения на 5 % вызывает снижение на 17,5 % световой отдачи.

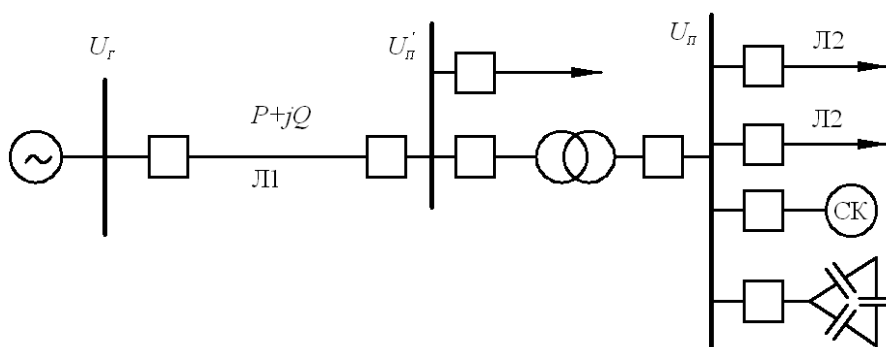


Рис. 12.29. Схема сети, поясняющая принципы регулирования напряжения

Не менее вредные последствия имеет и чрезмерное повышение напряжения, следствием чего является ускоренный выход из строя осветительных ламп, нагревательных установок и другого электрооборудования. Так, срок службы осветительных ламп накаливания сокращается на 15 % при повышении напряжения на 1 % и в 3 раза при повышении напряжения на 10 %.

Согласно [1], за исключением наиболее ответственных установок, допускается отклонение напряжения у потребителей не более чем на $\pm 5\%$.

Напряжение на шинах НН приемной подстанции равно (рис. 12.29):

$$U_{\text{п}} \approx \left(U_{\text{г}} - \frac{PR + QX}{U'_{\text{п}}} \right) \frac{1}{K_{\text{т}}},$$

где $U_{\text{п}}$ – напряжение на шинах ВН приемной подстанции; $U_{\text{г}}$ – напряжение на шинах генератора; R, X – активное и реактивное сопротивления питающей линии и трансформатора; P, Q – активная и реактивная мощности, передаваемые по линии; $K_{\text{т}}$ – коэффициент трансформации силового трансформатора.

На основании последнего выражения можно сделать заключение, что изменить напряжение у потребителя $U_{\text{п}}$ можно следующими способами: изменением напряжения на шинах генератора; изменением коэффициента трансформации $K_{\text{т}}$ трансформатора, установленного на подстанции; изменением реактивной мощности Q , передаваемой по линии, что может осуществляться регулированием возбуждения синхронных компенсаторов или электродвигателей, а также включением и отключением батарей конденсаторов, установленных на подстанции.

Рассмотрим регулирование напряжения с помощью трансформаторов и батарей конденсаторов, установленных на приемной подстанции.

Автоматические регуляторы коэффициента трансформации трансформаторов. Схемы автоматического регулирования напряжения на подстанциях изменением коэффициента трансформации трансформаторов применяются практически на всех трансформаторах, оснащенных устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Согласно требованиям [2] все трансформаторы должны работать с введенной автоматикой РПН, а отказ от применения автоматики должен быть обоснован. Причиной отказа может быть не-

исправность РПН, толчковая нагрузка, приводящая к недопустимо частому переключению РПН, исчерпание ресурса переключателя, необходимость его ревизии или замены масла.

Более подробно регулирование коэффициента трансформации трансформаторов рассмотрено в главе 9.

Управление батареями конденсаторов. В практике эксплуатации применяются различные схемы автоматики, управляющие батареей конденсаторов в зависимости от значения напряжения на шинах подстанции, тока нагрузки или направления реактивной мощности в линии. Все эти схемы по тому или иному признаку обеспечивают поддержание определенного, экономически выгодного напряжения на шинах подстанции.

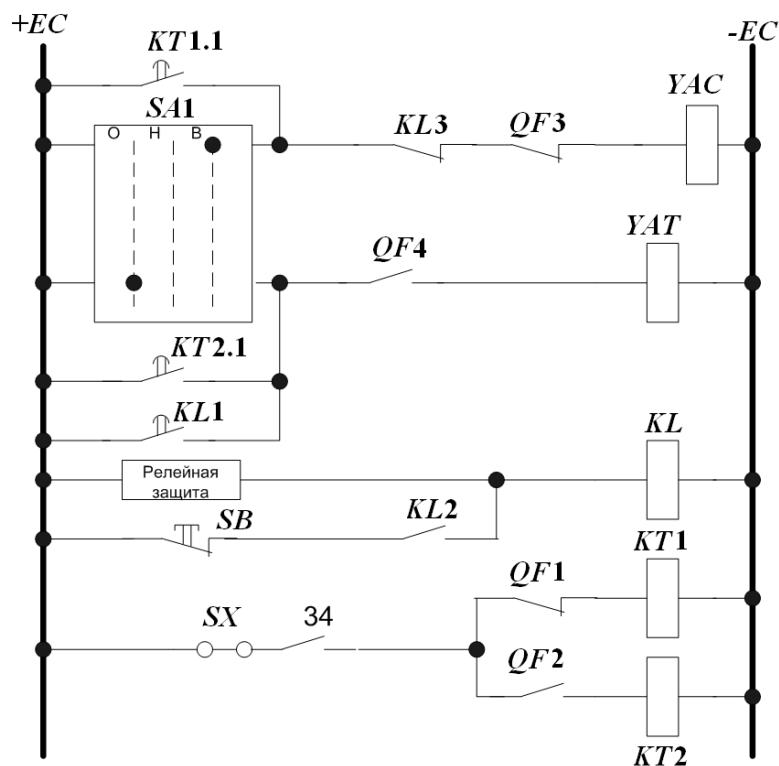


Рис. 12.30. Схема автоматики отключения и включения батареи конденсаторов с помощью электрических часов

Применяются также схемы управления батареями конденсаторов по заранее заданной программе, например, с помощью электрических часов ЭЧ. Как показано на рис. 12.30, при замыкании контакта электрических часов ЭЧ, что происходит в установленное время, срабатывает реле времени $KT1$, контакты которого замыкают цепь на включение выключателя конденсаторной батареи.

При включении выключателя переключается его блок-контакт QF , размыкая цепь обмотки реле $KT1$ и замыкая цепь обмотки реле времени $KT2$. Теперь уже при новом замыкании контакта ЭЧ, что должно произойти к тому времени суток, когда уменьшится потребление реактивной мощности с шин подстанции, сработает реле времени $KT2$ и подаст импульс на отключение конденсаторной батареи. Поскольку контакт ЭЧ держится в замкнутом состоянии около 15 с, в схеме рассматриваемой автоматики использовано два реле времени – $KT1$ и $KT2$ с уставками 9–10 с.

Очевидно, что при таких выдержках времени каждое замыкание контакта ЭЧ будет сопровождаться только одной операцией включения или отключения конденсаторной батареи. Второе реле времени, которое начнет работать после переключения вспомогательных контактов выключателя, не успеет доработать за время, оставшееся до размыкания контакта ЭЧ.

Цепь включения батареи конденсаторов размыкается контактом $KL3$ промежуточного реле KL , которое срабатывает при действии РЗ конденсаторной установки и самоудерживается.

Питание автоматики оперативным током осуществляется от трансформатора собственных нужд, установленного на шинах подстанции.

Контрольные вопросы

1. Какие основные виды автоматики применяются в электрических сетях?
2. Назначение АПВ.
3. Классификация АПВ и основные требования к устройствам АПВ.
4. АПВ однократного действия.
5. Выбор уставок АПВ однократного действия.
6. В чем заключается ускорение действия защиты при АПВ?
7. Разновидности АПВ на линиях с двухсторонним питанием.
8. АПВ шин.
9. Основные требования к устройствам АВР, их назначение.
10. Принцип действия и пусковые органы АВР.
11. АВР на подстанциях.
12. Сетевые АВР.
13. Микропроцессорные устройства АВР.
14. Расчет уставок АВР.
15. Основные требования к устройствам АЧР, их назначение.

16. АПВ после АЧР.
17. Схемы АЧР и ЧАПВ.
18. Аппаратура АЧР.
19. Назначение автоматического регулирования напряжения в электрических сетях.
20. Регулирование напряжения батареями конденсаторов.

13. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ

13.1. Общие сведения

Электрические сети трехфазного тока напряжением 0,4 кВ являются основной систем электроснабжения промышленных предприятий, городов и агропромышленных комплексов. Сети 0,4 кВ работают с глухозаземленной нейтралью (четырёх- или пятипроводные сети) за исключением тех случаев, когда по условиям повышенной опасности поражения электрическим током, пожароопасности (например, на предприятиях торфоразработки) или для повышения надежности электроснабжения потребителей (собственные нужды подстанций городского тягового электроснабжения) применяют трехпроводную сеть напряжением 220 В или 380 В с изолированной нейтралью. Основными потребителями сетей с глухозаземленной нейтралью являются электродвигатели трехфазного тока, а также однофазного тока – светильники электрического освещения (220 В). В таких сетях могут возникнуть повреждения: междуфазные КЗ, однофазные КЗ на землю, обрыв одного провода или перегорание предохранителя (неполнофазный режим), а также кратковременные перегрузки, связанные с пусками электродвигателей.

В соответствии с [1] электрическая сеть напряжением до 1 кВ должна иметь быстродействующую защиту от токов КЗ, обеспечивающую требуемую чувствительность и по возможности селективное отключение поврежденного участка. Неселективное отключение допустимо в тех случаях, когда это не приводит к авариям или тяжелым нарушениям технологического процесса. Наряду с защитой от токов КЗ должна быть предусмотрена защита от длительных перегрузок, действующая с выдержкой времени и отстроенная от кратковременных перегрузок. В некоторых случаях по [1] допускается защиту от перегрузки не устанавливать.

В качестве аппаратов защиты в сетях напряжением до 1кВ применяются плавкие предохранители и автоматические выключатели.

13.2. Защита предохранителями

Основные характеристики предохранителей, проверка их селективности и чувствительности. Наибольшее распространение получили предохранители типа НПН2 и ПН2 с наполнителем в виде

кварцевого песка (см. табл. П.1.4). Плавкая вставка предохранителя имеет зависимую времятоковую характеристику срабатывания. Существенный недостаток предохранителя состоит в том, что не удается получить требуемую защитную характеристику при малых кратностях тока – время перегорания предохранителя оказывается существенно больше допустимого, т. е. предохранитель не защищает электроустановку при перегрузках. Однако за счет простоты и небольшой стоимости предохранители широко применяются для защиты неотвечественных потребителей и в тех случаях, когда не требуется автоматизация управления.

Для расчета защиты сетей и оборудования, выполненной с помощью плавких предохранителей, необходимы следующие данные:

- номинальное напряжение предохранителя;
- максимальный ток КЗ, отключаемый предохранителем;
- номинальный ток предохранителя;
- номинальный ток плавкой вставки предохранителя;
- защитная характеристика предохранителя.

Большинство этих данных указывается в информационных материалах заводов-изготовителей, часть их нормирована ГОСТ.

Основными данными для определения времени сгорания вставки, а следовательно, и селективности последовательно включенных предохранителей являются их защитные характеристики.

Защитной характеристикой предохранителя называется зависимость полного времени отключения (суммы времени плавления вставки и времени горения дуги) от величины отключаемого тока.

Защитная характеристика может задаваться заводами в двух видах: как полное время отключения, равное сумме значений времени плавления вставки и горения дуги, или же отдельно – время плавления вставки и отдельно – время горения дуги, т. е. при расчетах селективности необходимо сравнивать время плавления вставки, установленной ближе к источнику питания, с полным временем отключения вставки, установленной дальше от источника питания. Но на практике обычно используются защитные характеристики в виде полного времени отключения, что допустимо, т. к. разбросы в значениях времени плавления и отключения так велики, что перекрывают неточности расчетов.

Защитные характеристики обычно даются в виде графика, в координатах t и I (рис. 13.1). По вертикальной оси координат откладывается время, а по горизонтальной оси – отключаемый ток I .

Для уменьшения размеров чертежа график строится в логарифмическом масштабе (рис. 13.1) – вместо действительных величин на осях координат откладываются величины, пропорциональные десятичным логарифмам этих величин.

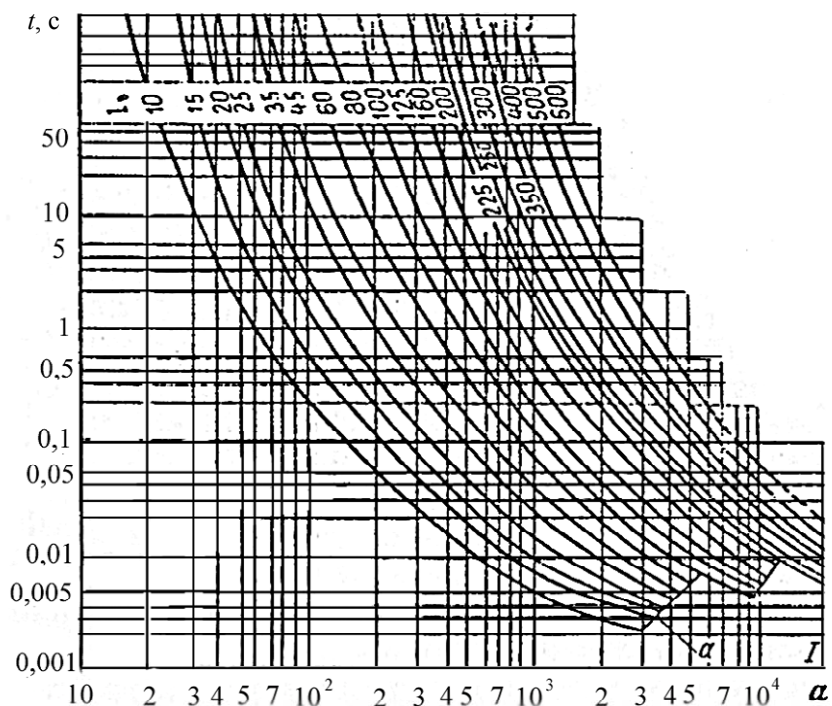
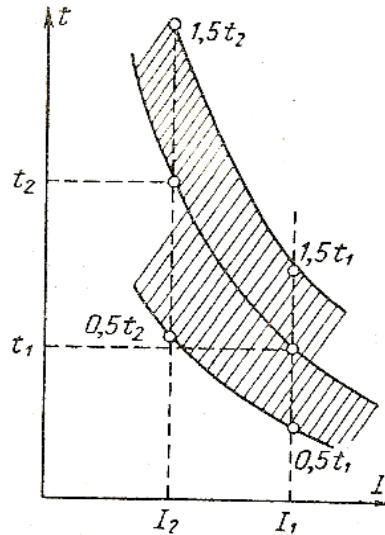


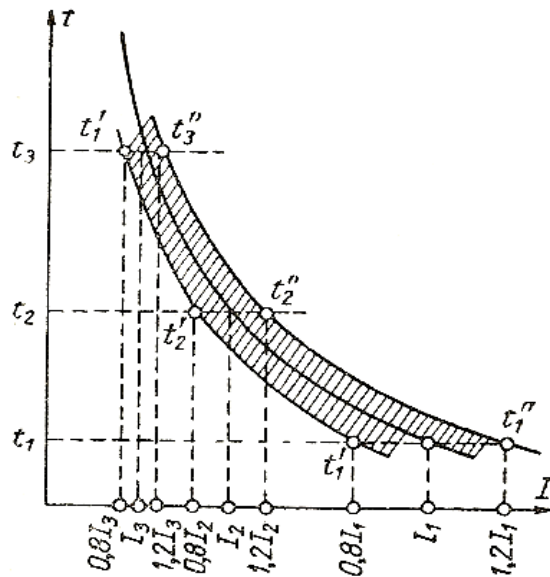
Рис. 13.1. Защитные характеристики предохранителей НПН и НПР

Защитные характеристики предохранителей НПН и НПР на напряжение ниже 1000 В приведены на рис. 13.1. Действительное время отключения может значительно отличаться от средних значений, указываемых заводом-изготовителем на защитных характеристиках. Опытным путем установлено, что в крайних случаях при совпадении всех неблагоприятных факторов, влияющих на величину времени отключения, отклонения действительного времени отключения от заводских данных предохранителей до 1000 В может достигать до $\pm 50\%$. Такой разброс принимается при проверке селективности в особо ответственных цепях, где неселективная работа предохранителей недопустима.

В наиболее распространенных случаях обычно принимается разброс в значениях времен отключения $\pm 25\%$. При этом допускается в редких случаях возможность неселективной работы предохранителей.



a)



б)

Рис. 13.2. Построение расчетных характеристик предохранителей на напряжение: а – до 1000 В; б – выше 1000 В

Для проверки селективности заводские характеристики пере-страиваются в расчетные (рис. 13.2, а). По заводской характеристике при произвольной величине тока I_1 определяют среднее время отключения t_1 .

Если требуется особо надежная селективность, то величину t_1 увеличивают и уменьшают на 50 % и полученные значения времени откладывают на перпендикуляре, восстановленном из точки I_1 . Зада-

ваясь другими значениями токов, строят область, ограниченную двумя кривыми. В пределах этой области лежат возможные значения полного времени отключения.

Для обычных случаев, когда за основу принимается разброс $\pm 25\%$, построение производят аналогично, используя для этого величины $1,25t$ и $0,75t$. По результатам построения можно сделать следующие практические выводы для характеристик однотипных предохранителей:

- При уменьшении разброса область селективной работы расширяется в сторону больших токов.

- Если обеспечивается селективность при одном каком-то значении тока, то селективность обеспечивается и при всех меньших токах.

- Для проверки селективности во всем диапазоне токов достаточно проверить ее при наибольшем токе, проходящем через вставку с меньшим номинальным током.

- В сетях напряжением ниже 1000 В селективность следует проверять при трехфазном КЗ, когда ток имеет наибольшее значение.

Для проверки селективности вставок предохранителей на напряжение ниже 1000 В можно пользоваться следующими уравнениями:

$$1,5 \cdot t_m < 0,5 \cdot t_{\bar{6}} \text{ или } 0,5 \cdot t_{\bar{6}} > 3 \cdot t_m; \quad (13.1)$$

$$1,25 \cdot t_m < 0,75 \cdot t_{\bar{6}} \text{ или } t_{\bar{6}} > 1,7 \cdot t_m, \quad (13.2)$$

где t_m и $t_{\bar{6}}$ – время отключения тока КЗ вставкой с меньшим и большим номинальными токами при токе трехфазного КЗ в месте установки вставки с меньшим номинальным током.

Выражение (13.1) применяется при разбросе в 50 %, а выражение (13.2) – при разбросе 25 %.

Следует подчеркнуть, что приведенные рассуждения и выражения (13.1) и (13.2) действительны только для однотипных предохранителей. У разнотипных предохранителей селективность должна проверяться не по одной точке, а по всему диапазону токов – от тока трехфазного КЗ в месте установки дальнего от источника питания предохранителя до номинального тока вставок.

В отличие от предохранителей, применяющихся в сетях напряжением до 1000 В, разброс характеристик предохранителей для сетей более высокого напряжения регламентирован следующим образом: для любого времени отключения отклонения в величине тока не должны превосходить $\pm 20\%$ от величины тока, указанного в информации завода-изготовителя.

Перестройка заводских характеристик для сетей выше 1000 В в расчетные производится в следующей последовательности (рис. 13.2, б). Задаем произвольной величиной времени t_1 , по заводской характеристике для вставки на заданный номинальный ток определяем соответствующий ему ток I_1 и откладываем его на горизонтальной оси. Влево и вправо от этой точки откладываются величины $\pm 0,2I_1$. Из полученных точек восстанавливаются перпендикуляры до пересечения с горизонтальной линией, проведенной из точки t_1 .

Защита предохранителями сетей до 1000 В от перегрузки

В [1] указаны сети напряжением до 1000 В, требующие, кроме защиты от КЗ, защиты от перегрузки. К ним относятся:

– все сети, выполненные проложенными открыто, не защищенными изолированными проводами с горючей оболочкой внутри любых помещений;

– все осветительные сети независимо от конструкции и способа прокладки проводов или кабелей в жилых и общественных зданиях, в торговых помещениях, в служебно-бытовых помещениях промышленных предприятий, в пожароопасных производственных помещениях, все сети для питания бытовых и переносных электроприборов;

– все силовые сети в промышленных предприятиях, в жилых, и общественных помещениях, если по условиям технологического процесса может возникнуть длительная перегрузка проводов и кабелей;

– все сети всех видов во взрывоопасных помещениях и взрывоопасных наружных (вне зданий) установках независимо от режима работы и назначения сети.

Номинальный ток плавкой вставки должен выбираться минимально возможным по условию надежного пропускания максимального тока нагрузки. Практически при постоянной, без толчков, нагрузке номинальный ток вставки $I_{вс}$ принимается примерно равным максимальному длительному току нагрузки $I_{\max н}$:

$$I_{вс} \geq I_{\max н}. \quad (13.3)$$

По номинальному току вставки определяется допустимый ток длительной нагрузки $I_{н.дл}$ для проводника, защищаемого выбранной вставкой

$$K_{н} \cdot I_{вс} \leq K_{п} \cdot I_{н.дл}, \quad (13.4)$$

где K_n – коэффициент, который учитывает конструкцию защищаемых вставкой проводников, равный 1,25 [1] для проводников с резиновой и подобной горючей изоляцией, прокладываемых во всех помещениях, кроме невзрывоопасных производственных. Для любых проводников, прокладываемых в невзрывоопасных производственных помещениях, и кабелей с бумажной изоляцией в любых помещениях $K_n = 1$; $K_{п}$ – поправочный коэффициент; $I_{н.дл}$ – длительно допустимый ток нагрузки на проводники, проложенные в нормальных условиях.

Если нагрузка имеет характер толчков (например, электродвигатель крана) и продолжительность нагрузки меньше 10 мин, то вводится поправочный коэффициент $K_{п1}$. Этот коэффициент вводится для медных проводников сечением не менее 6 мм² и алюминиевых не менее 10 мм². Величина его вычисляется по выражению

$$K_{п1} = 0,875/\sqrt{ПВ},$$

где ПВ – выраженная в относительных единицах продолжительность включения, равная отношению времен: включения приемника, например, электродвигателя к полному времени цикла повторно кратковременного режима. Коэффициент $K_{п1}$ вводится, если продолжительность включения не более 4 мин, а перерыв между включениями не менее 6 мин. В противном случае величина тока нагрузки принимается как для длительного режима.

При прокладке в одной траншее более одного кабеля вводится поправочный коэффициент $K_{п2}$, определяемый также по таблицам [1].

Если температура окружающей среды отличается от нормальной, вводится поправочный коэффициент $K_{п3}$, определяемый по таблицам [1].

Данные, необходимые для расчетов, приведены в [1].

За нормальные условия приняты: температура окружающего воздуха +25 °С при прокладке проводников в воздухе; температура воды или земли +15 °С при прокладке проводников (кабелей) в земле или воде.

Кроме температуры окружающей среды нормальные условия предусматривают и следующие условия прокладки:

– при прокладке в трубах нулевой провод четырехпроводной сети или заземляющий провод не учитывается;

– сечение нулевого провода четырехпроводной сети должно быть не менее 50 % сечения фазного провода;

– кабели с бумажной изоляцией прокладываются в земле на глубине 0,7–1 м по одному;

– кабели с бумажной изоляцией, проложенные в воздухе, находятся на расстоянии в свету не менее 3–5 мм друг от друга при прокладке внутри и вне здания и в туннелях и 50 мм при прокладке в каналах;

– вся трасса прокладки находится в одинаковых условиях. Если участок трассы с ухудшенными условиями охлаждения превышает 10 м, то выбор сечения всего кабеля должен производиться для этих ухудшенных условий. Для экономии кабелей [1] рекомендуется участок с ухудшенными условиями охлаждения прокладывать кабелем большего сечения, тогда остальной участок может быть продолжен кабелем меньшего сечения. Если действительные условия прокладки отличаются от нормальных, вводятся поправочные коэффициенты.

При расчетах на нагрев за максимальную нагрузку принимается наибольшая из средних получасовых нагрузок данного элемента сети.

На основании анализа расчетов и эксплуатации защиты предохранителями сетей до 1000 В от перегрузки можно сделать следующие выводы:

1. Так как шкалы номинальных токов вставок предохранителей разных типов не совпадают, то минимальное допустимое сечение жил проводов и кабелей в некоторых случаях может зависеть от типа защищающих их предохранителей.

Например, кабель с резиновой изоляцией, проложенный в земле и несущий нагрузку в 33 А, должен иметь минимальное сечение 4 мм² (допустимая нагрузка 38 А) при защите его предохранителем ПР2 с вставкой на 35 А. Если же для защиты этого кабеля применить предохранитель ПН2, то минимальное сечение будет 6 мм² (длительно допустимая нагрузка 46 А).

2. Минимальное сечение зависит от конструкции и способа прокладки проводов. Например, для нагрузки в 33 А, передаваемой по кабелю с горючей изоляцией, проложенному в воздухе, необходимо сечение не менее 10 мм². Если ту же нагрузку передавать по кабелю с бумажной изоляцией, проложенному в земле, то необходимо сечение всего 4 мм².

Защита предохранителями асинхронных электродвигателей. Основным условием, определяющим выбор предохранителей для защиты асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором, является отстройка от пускового тока.

Отстройка плавких вставок от пусковых токов выполняется по времени: пуск двигателя должен полностью закончиться раньше, чем вставка расплавится под действием пускового тока.

Опытом эксплуатации установлено правило: для надежной работы вставок пусковой ток не должен превышать половины тока, который может расплавить вставку за время пуска.

Все двигатели разбиты на две группы по времени и частоте пуска.

Двигателями с легким пуском считаются двигатели вентиляторов, насосов, металлорежущих станков и т. п., пуск которых заканчивается за 3–5 с, пускаются эти двигатели редко, менее 15 раз в 1 ч.

К двигателям с тяжелым пуском относятся двигатели подъемных кранов, центрифуг, шаровых мельниц, пуск которых продолжается более 10 с. К двигателям с тяжелым пуском также относятся двигатели, которые пускаются очень часто – более 15 раз в 1 ч. К этой категории относят двигатели с более легкими условиями пуска, но особенно ответственные, для которых совершенно недопустимо ложное перегорание вставки при пуске.

Выбор номинального тока плавкой вставки для отстройки от пускового тока производится по выражению

$$I_{\text{вс}} \geq I_{\text{п.д}} / K, \quad (13.5)$$

где $I_{\text{п.д}}$ – пусковой ток двигателя, определяемый по паспорту, каталогам или непосредственным измерением; K – коэффициент, определяемый условиями пуска и равный для двигателей с легким пуском 2,5, а для двигателей с тяжелым пуском 1,6–2.

Поскольку вставка при пуске двигателя нагревается и окисляется, уменьшается сечение вставки, ухудшается состояние контактов, она может ложно перегореть при нормальной работе двигателя. Вставка, выбранная в соответствии с выражением (13.5), может сгореть также при затянувшемся по сравнению с расчетным временем пуска или самозапуска двигателя. Поэтому во всех случаях целесообразно измерить напряжение на вводах двигателя в момент пуска и определить время пуска.

Для предотвращения перегорания вставок при пуске, что может повлечь за собой работу двигателя на двух фазах и его повреждение, целесообразно во всех случаях, когда это допустимо по чувствительности к токам КЗ, выбирать вставки более грубыми, чем по условию (13.5).

Каждый двигатель должен защищаться своим отдельным аппаратом защиты. Общий аппарат допускается для защиты нескольких

маломощных двигателей только в том случае, если будет обеспечена термическая устойчивость пусковых аппаратов и аппаратов защиты от перегрузки, установленных в цепи каждого двигателя.

Защита магистралей, питающих несколько двигателей, должна обеспечивать пуск двигателя с наибольшим пусковым током и самозапуск двигателей, если он допустим по условиям техники безопасности, технологического процесса и т. п. При расчете защиты необходимо точно определить какие двигатели отключаются при понижении или полном исчезновении напряжения, а также какие остаются включенными и какие повторно включаются при появлении напряжения.

Для уменьшения нарушений технологического процесса применяют специальные схемы включения удерживающего электромагнита пускателя, обеспечивающего немедленное включение в сеть двигателя при восстановлении напряжения. Поэтому в общем случае номинальный ток плавкой вставки, через которую питается несколько самозапускающихся двигателей, выбирается по выражению

$$I_{\text{вс}} \geq \sum I_{\text{п.д}}/K,$$

где $\sum I_{\text{п.д}}$ – сумма пусковых токов самозапускающихся двигателей.

Поскольку пусковой ток в 5–7 раз превышает номинальный ток двигателя, плавкая вставка, выбранная по выражению (13.5), будет иметь номинальный ток в 2–3 раза больше номинального тока двигателя и, выдерживая этот ток неограниченное время, не может защитить двигатель от перегрузки.

Для защиты двигателей от перегрузки обычно применяют тепловые реле, встраиваемые в магнитные пускатели или в автоматические выключатели.

Если для защиты двигателя от перегрузки и управления им применяется магнитный пускатель, то при выборе плавких вставок приходится учитывать также условие предотвращения повреждения контактов пускателя.

Дело в том, что при КЗ в двигателе снижается напряжение на удерживающем электромагните пускателя, он отпадает и разрывает ток КЗ своими контактами, которые, как правило, разрушаются. Для предотвращения этого КЗ в двигателе должны отключаться предохранителем раньше, чем разомкнутся контакты пускателя.

Это условие обеспечивается, если время отключения тока КЗ предохранителем не превышает 0,15–0,2 с; для этого ток КЗ должен

быть в 10–15 раз больше номинального тока вставки предохранителя, защищающего двигатель.

Защита предохранителями воздушных линий 0,4 кВ. Защита воздушных линий, которые защищаются только от КЗ, должна удовлетворять требованиям чувствительности. Согласно [1] минимальный ток КЗ в конце защищаемого участка должен быть по крайней мере в 3 раза больше номинального тока вставки.

В сетях с заземленной нейтралью (0,4 кВ) чувствительность предохранителей определяется при однофазных металлических КЗ между фазным и заземленным нулевым проводом:

$$I_{\text{вс}} \leq I_{\text{КЗ}}^{(1)}/3.$$

При КЗ между фазным проводом и землей через дугу или большие переходные сопротивления (сухая земля, сухой снег, деревья и т. д.) возможны отказы предохранителей.

Следует иметь в виду, что при однофазных КЗ время перегорания вставки может быть очень большим. Например, для предохранителей ПН2 время сгорания вставки при трехкратном токе КЗ будет порядка 15–20 с.

Требования отстройки от нагрузки и обеспечения чувствительности прямо противоположны. Чтобы удовлетворить оба эти требования в воздушных сетях применяются предохранители, которые дополнительно устанавливаются в линии на некотором расстоянии от питающей подстанции. Поскольку по мере удаления от источника питания нагрузка уменьшается, номинальный ток вставки секционирующего предохранителя можно взять меньше, чем у предохранителя, установленного в начале линии. В результате чувствительность секционирующего предохранителя к КЗ в конце линии будет выше, чем у предохранителя, установленного в начале линии. Таким образом, сеть разбивается на ряд участков, каждый из которых защищен своими предохранителями.

Следует отметить и еще одно важное преимущество секционирующих предохранителей: при повреждении какого-либо участка отключается только этот участок, остальная сеть остается в работе.

Защита предохранителями трансформаторов. Предохранители на стороне ВН служат для защиты от токов КЗ самого трансформатора и его ошиновки. Номинальный ток вставок этих предохранителей должен выбираться по условию селективности с предохраните-

лями на стороне НН. Кратность номинального тока вставки предохранителя ВН к номинальному току защищаемого трансформатора должна быть равна 2–3 для трансформаторов до 160 кВ · А и 1,5–2 для трансформаторов до 630 кВ · А.

При выборе плавких вставок желательно обеспечить селективность всех последовательно включенных предохранителей во всем возможном диапазоне токов КЗ. Если это не удастся, необходимо обеспечить селективность между предохранителями ВН и защитой питающей линии, как минимум, при КЗ на стороне ВН трансформатора.

Не допускается увеличивать номинальный ток вставки главного предохранителя на стороне НН (например, для селективности с предохранителями линий 0,4 кВ). При необходимости можно уменьшать номинальный ток плавкой вставки предохранителя ВН (например, для селективности с защитой питающей линии), сохраняя по возможности селективность с предохранителями НН. Проверка селективности предохранителей, защищающих понижающие трансформаторы со стороны ВН и НН, производится так же, как и для предохранителей, установленных в сети одного напряжения. Но при этом необходимо учитывать, что по предохранителям протекают токи разной величины.

Чувствительность защиты трансформатора следует определять при минимальных токах однофазного КЗ за трансформатором. Соотношения токов, проходящих при этом по обеим сторонам трансформатора в зависимости от схемы соединения обмоток, определяются выражением

$$I_{\text{к min(BH)}}^{(1)} = K_p \cdot I_{\text{к min(HH)}}^{(1)} / K_T, \quad (13.6)$$

где K_p – коэффициент токораспределения между обмотками НН и ВН, равный для трансформатора $\Delta/Y-0$ $K_p = 1/\sqrt{3}$ и для трансформатора $Y/Y-0$ $K_p = 1/3$; K_T – коэффициент трансформации трансформатора.

При однофазном КЗ на стороне обмотки, соединенной в звезду с нулем, величина тока $I_{\text{к min(HH)}}^{(1)}$ для трансформатора $\Delta/Y-0$ численно равна току трехфазного КЗ, а для трансформатора $Y/Y-0$ можно с достаточной для практики точностью определить по уравнению, рекомендованному [1]:

$$I_{Y-0}^{(1)} = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{U_{Y-0}}{(Z_T^{(1)}/3)}, \quad (13.7)$$

где U_{Y-0} – фазное напряжение обмотки, соединенной в Y-0; $Z_T^{(1)}/3$ – величина сопротивления трансформатора при однофазном КЗ (табл. П.1.10).

Селективность предохранителей, установленных на сторонах ВН и НН, должна проверяться при наиболее неблагоприятных условиях. У трансформаторов со схемой соединения $\Delta/Y-0$ селективность должна проверяться при двухфазном КЗ, а со схемой Y/Y-0 – по трехфазному КЗ.

Длительность протекания через трансформатор тока внешнего КЗ ограничена. Она определяется по выражению (13.8), но не должна превышать 5 с:

$$t_d \leq 900/K^2, \text{ с}, \quad (13.8)$$

где K – отношение тока КЗ к номинальному току трансформатора.

Для трансформаторов малой мощности выражение (13.8) можно привести к более удобному виду:

$$t_d \leq 0,09U_K^2, \text{ с}, \quad (13.9)$$

где U_K – напряжение КЗ трансформатора.

Преобразование выполнено на основании требований: для трехфазных трансформаторов мощностью до 2000 кВ · А включительно с алюминиевой обмоткой и до 5000 кВ · А включительно с медной обмоткой. Кратность K в уравнении (13.8) определяется без учета сопротивления питающей сети. Пользуясь уравнением (13.9), можно определить допустимую длительность протекания тока КЗ для трансформаторов: при $U_K = 4,5\%$ – $t_d = 1,82$ с; при $U_K = 5,5\%$ – $t_d = 2,72$ с.

На основании расчетов и опыта эксплуатации предохранителей можно сделать следующие выводы:

1. Предохранители на стороне НН практически всегда обеспечивают термическую устойчивость трансформаторов. Также обеспечивается и термическая устойчивость трансформаторов при КЗ на стороне НН до предохранителей.

2. Предохранители типа ПКТ, установленные на стороне 6 или 10 кВ, в большинстве случаев обеспечивают селективность с предохранителями типа ПН2 и ПР, установленными со стороны 0,4 кВ.

3. Селективность предохранителей ПСН, установленных на стороне ВН, с предохранителями НН ПР и ПН2 обеспечивается только

для самых малых трансформаторов. Поскольку по условиям чувствительности нельзя увеличивать номинальный ток вставки ПСН, для защиты трансформаторов 6–10/0,4 кВ следует применять предохранители типа ПКТ.

4. При значительном сопротивлении питающей сети время сгорания предохранителей 6 и 10 кВ при КЗ на стороне низшего напряжения до предохранителей НН очень велико и может вызвать значительные увеличения размеров повреждения трансформаторов. Поэтому загроублять предохранители ВН нежелательно.

5. Поскольку при КЗ в трансформаторах или на стороне НН время сгорания вставок предохранителей ПКТ ВН велико, согласовать с ними время работы защиты линии, питающей трансформатор, очень сложно. Поэтому обычно ток срабатывания защиты отстраивают от КЗ на стороне НН трансформатора или согласуют ее выдержку времени с предохранителями НН, т. к. время их сгорания невелико даже при небольших токах. При этом допускается неселективность с предохранителями ВН при повреждениях в трансформаторах.

Как правило, хорошо согласуется с предохранителями защита, имеющая зависимую характеристику. Защиту с независимой характеристикой согласовать с предохранителями НН по времени обычно не удается.

Расчетами можно показать, что предохранитель, выбранный по номинальному току трансформатора, не защищает трансформатор от небольших перегрузок и не допускает использования значительных, но допустимых кратковременных перегрузок трансформатора, например, при самозапуске двигателей.

Если предохранителя на низшей стороне нет, то защитой трансформатора от перегрузки должны служить предохранители отходящих линий. Если линия только одна и по ней передается вся мощность трансформатора, то номинальный ток вставки, защищающей линию, следует выбрать по номинальному току трансформатора. Если отходящих линий две и нагрузка на них распределяется равномерно, номинальные токи их вставок должны выбираться так, чтобы сумма их не превышала номинального тока трансформатора.

Для предохранителей ПСН-35 расчетами можно показать, что:

- Существующая шкала вставок ПСН-35 позволяет подобрать вставки, удовлетворяющие всем требованиям в части термической стойкости трансформаторов.

- Время сгорания вставок с $I_{\text{вс max}}$ при трехфазном КЗ на стороне НН с учетом разброса по току +20 % мало, что не позволяет обеспечить селективность предохранителей с РЗ отходящих линий 6–10 кВ. В действительности значения времени сгорания вставок будут несколько больше, поскольку расчет токов КЗ проведен без учета сопротивления питающей сети. Учет сопротивления сети в некоторых случаях позволяет выбрать вставки на больший номинальный ток, что позволяет улучшить их селективность с защитами на стороне 6–10 кВ.

- Для трансформаторов мощностью 0,63–4,0 МВ · А можно подобрать вставки, обеспечивающие их термическую устойчивость; для трансформатора 6,3 МВ · А вставка на 100 А мала и подобрать для него вставки нельзя.

- Чувствительность вставок к КЗ на стороне 6–10 кВ достаточна за исключением трансформатора 0,63 МВ · А.

- Время сгорания вставок даже без учета разброса настолько мало, что согласовать с ним РЗ со стороны 6–10 кВ практически невозможно.

Проведенный анализ плавких предохранителей позволяет сделать следующие выводы.

Основными достоинствами плавких предохранителей являются простота их конструкции, малая стоимость и возможность обслуживания персоналом невысокой квалификации. При тщательном расчете можно получить удовлетворительную защиту участков сетей и электрооборудования от перегрузки и КЗ в простейших случаях при невысоких требованиях к селективности.

Существующие конструкции предохранителей имеют серьезные недостатки, ограничивающие область их применения. Основные недостатки следующие:

1. Однократность действия – после срабатывания предохранителя необходимо заменить вставку.

2. В условиях эксплуатации часто вместо калиброванных вставок устанавливают случайно оказавшиеся под рукой вставки на другие токи и просто куски проволоки, при этом нарушаются все требования к защите.

3. Форма защитных характеристик вставок неудачна, особенно для защиты трансформаторов. Характеристики имеют большие разбросы. Во многих случаях невозможно обеспечить необходимые селективность и чувствительность.

13.3. Защита автоматическими выключателями сетей до 1000 В

Общие сведения. Отмеченные выше недостатки предохранителей обусловили широкое применение автоматических выключателей для защиты сетей напряжением ниже 1000 В. Автоматические выключатели, или автоматы выпускаются одно-, двух- и трехполюсными, постоянного и переменного тока на номинальные токи до нескольких тысяч ампер. В качестве элементов защиты в автоматах применяются так называемые расцепители. По конструкции они являются первичными реле прямого действия, действующими непосредственно на механизм расцепления автомата. Большинство автоматов выполняется с ручным приводом; автоматы на большие токи имеют электромагнитные или электродвигательные приводы и дистанционное управление.

К современным типам автоматов относятся отечественные выключатели серии ВА или зарубежные – серии: *Компакт*, *Мастер-пакт*, *Micrologic*, *Мульти*, *Integral* и др. (см. табл. П.1.5, П.1.6).

Расцепители автоматов бывают мгновенного действия, применяемые в качестве ТО, и с зависимой выдержкой времени – для защиты от перегрузки. Если автоматический выключатель имеет и тот и другой расцепители, то такой расцепитель называется **комбинированным**. По принципу действия расцепители делятся на электромеханические и электронные. В электромеханических расцепителях токовая отсечка выполняется на электромагнитном принципе (электромагнитный расцепитель), а защита от перегрузки – на биметаллическом элементе (тепловой расцепитель). В указанных типах автоматических выключателей электромеханические расцепители применяются на выключателях с номинальным током до 250 А.

Более мощные выключатели имеют электронные расцепители. Современные электронные расцепители выполнены на микропроцессорной элементной базе. Электронные расцепители более стабильны и обладают широким диапазоном уставок. На электронных расцепителях выполняются селективные автоматические выключатели, имеющие, кроме названных двух ступеней защиты, еще ТО с выдержкой времени (0,1–0,4) с.

Основными параметрами автоматических выключателей являются: номинальный ток выключателя (I_n) и номинальный ток расцепителя – относительный диапазон регулировки токов срабатывания (уставок) защиты от перегрузки (I_r) и ТО (I_m). Причем у электрон-

ных расцепителей уставка I_r регулируется дискретно относительно I_n , а уставка I_m – относительно I_r . Кроме того, защита от перегрузки может иметь ступенчато регулируемую уставку по времени срабатывания при кратности тока $6I_r$.

В табл. 13.1 приведены некоторые типы автоматических выключателей и диапазоны регулировки уставок защит расцепителей, а на рис. 13.3 – защитные характеристики (кривые отключения) наиболее распространенных автоматов серии ВА.

В маркировке автоматических выключателей зарубежных фирм, например, типа $NS400N(STR23SE)$ или $NS160N(TM125D)$ каждая позиция означает следующее: NS – автомат типа КОМПАКТ; M – МАСТЕРПАКТ; NW – Micrologic; 400 или 160 – номинальный ток автомата, А (I_n); две цифры – в сотнях А; N – стандартный; STR или TM – тип расцепителя: STR – электронный на базе микропроцессора; TM – электромеханический комбинированный расцепитель; 125 – номинальный ток расцепителя, А; S – селективный; D – неселективный для распределительной сети.

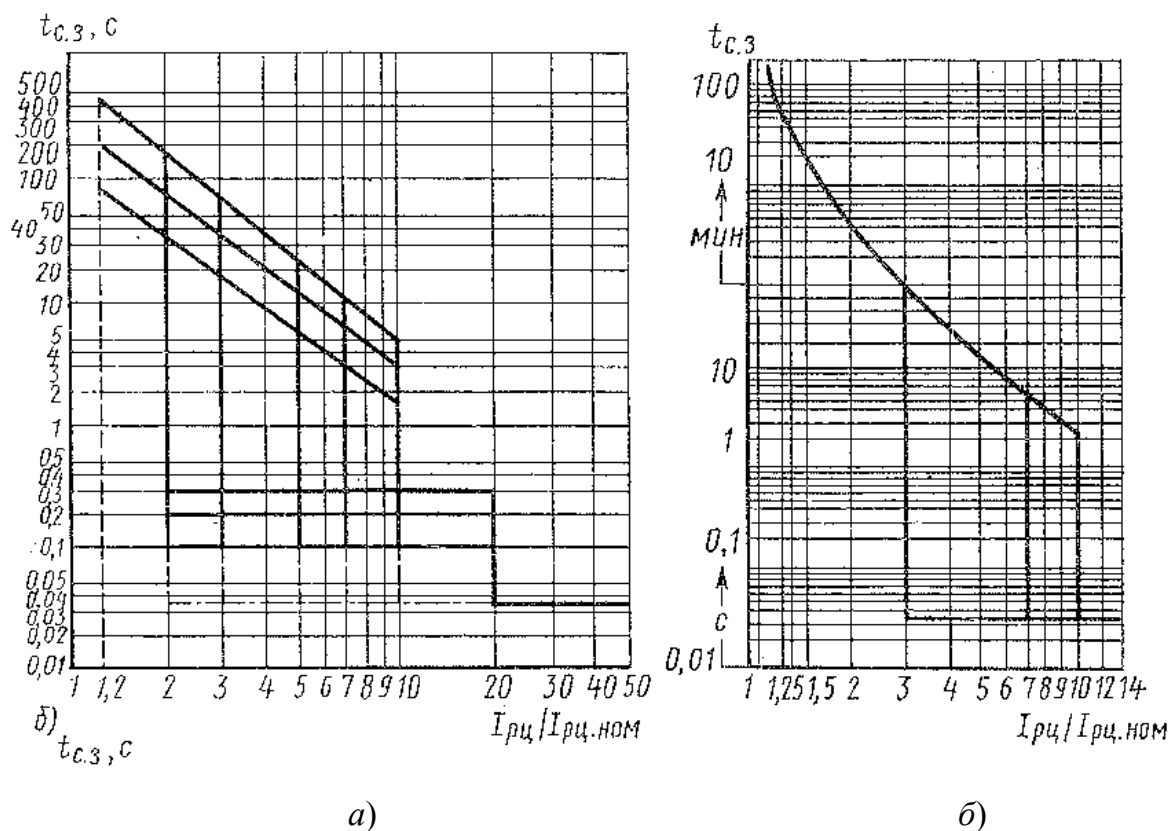


Рис. 13.3. Защитные характеристики комбинированных расцепителей автоматических выключателей серии ВА: а – селективного (ВА-53, ВА-75); б – неселективного (ВА-51, ВА-52)

Автоматы серии ВА никакой информации в своей маркировке не несут. Их технические данные приведены в табл. П.1.6.

Автоматы с электронным расцепителем имеют очень широкий диапазон регулировки уставок защиты от перегрузки в пределах от 0,4 до 1,0 номинального тока (I_n) автомата, т. е. $I_r = (0,4-1)I_n$.

Для регулирования уставок I_r на лицевой панели автомата типа *Компакт* имеются два переключателя: грубой регулировки $I_0 = (0,5; 0,63; 0,7; 0,8; 0,9; 1)I_n$ и точной регулировки $I_r = (0,8; 0,85; 0,88; 0,9; 0,92; 0,95; 0,98; 1,0)I_0$. Несмотря на дискретность шкал переключателей, можно добиться высокой точности выставления уставки защиты от перегрузки, имея в виду, что $I_r = I_0 \cdot I'_r \cdot I_n$.

Например, чтобы выставить уставку $I_r = 0,57 \cdot I_n$, необходимо установить переключатели в следующие положения: $I_0 = 0,63 \cdot I_n$; $I'_r = 0,9I_0$, тогда $I_r = 0,63 \cdot 0,9 = 0,567 \cdot I_n$.

Автоматы с электромеханическими комбинированными расцепителями (тепловой и электромагнитный) имеют один переключатель со шкалой на три значения уставок $I_r = (0,8; 0,9; 1,0)I_n$.

Уставка ТО (I_m) на электронных расцепителях с номинальным током 400 А и более также регулируется переключателем с дискретной шкалой: $I_m = (1,5; 2; 3; 4; 5; 6; 8; 10)I_r$. На автоматах с электромеханическим расцепителем уставка I_m регулируется в очень узком диапазоне или вообще не регулируется и имеет фиксированное значение I_m от 7 до $12I_n$ в зависимости от типа автомата.

По паспортным данным погрешность отклонения тока срабатывания ТО относительно установленного значения составляет $\pm 15\%$.

Таблица 13.1

Типы и диапазоны регулирования уставок защит автоматических выключателей серии *Компакт* (*Мастерпакт*), *Микрологик* и др.

Тип автомата	I_n , А	Диапазон регулирования уставок расцепителей		
		I_0	I_r	I_m
<i>NW25H13P</i>	2500	–	0,4/0,5/0,6/0,7/0,8/ 0,9/0,95/0,98/1 $\times I_n$	1,5/2/2,5/3/4/5/6/ 8/10 $\times I_r$
<i>M08N1(STR28D)</i>	800	0,5/0,63/0,8/1 \times I_n	0,8/0,85/0,88/0,9/ 0,92/0,95/0,98/1 $\times I_0$	1,5/2/3/4/5/6/ 8/10 $\times I_r$

Тип автомата	I_n , А	Диапазон регулирования уставок расцепителей		
		I_0	I_r	I_m
NS630N(STR23SE)	630	0,5/0,63/0,7/0,8/ 0,9/1 $\times I_n$	0,8/0,85/0,88/0,9/ 0,93/0,95/0,98/1 $\times I_0$	2/3/4/5/6/7/ 8/10 $\times I_r$
NS400N(STR23SE)	400	0,5/0,63/0,7/0,8/ 0,9/1 $\times I_n$	0,8/0,85/0,88/0,9/ 0,93/0,95/0,98/1 $\times I_0$	2/3/4/5/6/7/ 8/10 $\times I_r$
NS250N(TM250D)	250	–	0,8/0,9/1 $\times 250$ А	5/6/7/8/ 9/10 $\times 250$ А
NS160N(TM160D)	160	–	0,8/0,9/1 $\times 160$ А	8 $\times I_n = 1280$ А
NS160N(TM125D)	125	–	0,8/0,9/1 $\times 125$ А	10 $\times I_n = 1250$ А
NS100N(TM100D)	100	–	0,8/0,9/1 $\times 100$ А	8 $\times I_n = 800$ А
NS100N(TM63D)	63	–	0,8/0,9/1 $\times 63$ А	8 $\times I_n = 500$ А
NS100N(TM40D)	40	–	0,8/0,9/1 $\times 40$ А	8 $\times I_n = 320$ А
NS100H(TM25D)	25	–	0,8/0,9/1 $\times 25$ А	12 $\times I_n = 300$ А
VIS100; AE100	100	–	0,8/0,9/1 $\times 100$ А	6 $\div 10 \times I_n$
C60N	1÷63	–	–	6 $\div 10 \times I_n$
GV2-L10	6,3	–	–	6 $\div 12 \times I_n$
BA55-37	250	–	0,63/0,8/1 $\times I_n$	2/3/5/7/10 $\times I_r$
BA51Г-25	0,3–25	–	–	14 $\times I_n$

В селективных автоматах (*S*), которые, как правило, применяются на вводах 0,4 кВ, ТО I_m имеет выдержку времени t_m с дискретной шкалой на пять значений: $t_m = 0/0,1/0,2/0,3/0,4$ с. Селективный автомат, кроме ТО с выдержкой времени, имеет еще одну ступень защиты от сверхтоков – ТО без выдержки времени, так называемое рефлексное отключение с временем срабатывания не более 20 мс. Ток срабатывания рефлексного отключения строго фиксирован и равен $I_{mр} \geq 22 \cdot I_n \pm 15\%$.

Все неселективные автоматы (*D*) имеют фактически одну ступень ТО I_m , срабатывающей без выдержки времени с собственным временем около 0,08 с у автоматов серии *МАСТЕРПАКТ* и 0,02 с – у *КОМПАКТ*. Рефлексное отключение у данных автоматов тоже имеется, и наступает оно при кратности тока более (12–20) I_n .

У всех автоматических выключателей защита от перегрузки I_r срабатывает с зависимой от величины тока выдержкой времени, поскольку количество выделенного тепла пропорционально $I^2 t$. Характеристика автомата должна соответствовать перегрузочной характе-

ристике защищаемого объекта – линия, электродвигатель, трансформатор, нагревательный прибор и т. д.

У автоматов с электромеханическим расцепителем эту функцию выполняет тепловой элемент на основе биметаллической пластины. У электронных автоматов зависящая характеристика заложена в программу и ее зависимость, время срабатывания от кратности тока $t_{с.з} = f(I_*)$ соответствует международному стандарту МЭК 947.2. Под кратностью тока (I_*) подразумевается отношение величины тока, протекающего через автомат к уставке защиты от перегрузки, т. е. $I_* = I/I_r$ (рис. 13.3). У автоматов с электронным расцепителем погрешность времени срабатывания в зависимой части характеристики не превышает 20 %, а у автоматов с электромеханическим расцепителем – на несколько порядков больше. Например, при кратности тока, равной 6, что допускается [1], для защиты во взрывоопасных помещениях зависящая характеристика времени срабатывания электронного расцепителя имеет разброс от 5 до 10 с, а теплового расцепителя – от 4 до 30 с. Такое большое время срабатывания (30 с) при КЗ может привести к тепловому разрушению и возгоранию изоляции. В этой связи в пожаро- и взрывоопасных помещениях желательно выбирать уставки так, чтобы КЗ отключались только ТО автомата, т. е. без выдержки времени.

На малонагруженных присоединениях 0,4 кВ из зарубежных автоматов рекомендуется применять типа *GV-2L04/22* или серии «Мульти-9». Из них наибольшего распространения получил автомат типа *C60*, который выпускается с различными стандартными по МЭК типами обратозависимых характеристик, позволяющих регулировать уставку ТО в диапазоне следующих значений:

- типа *L*: $I_m = (2,6-3,85)I_n$;
- типа *U*: $I_m = (5,5-8,8)I_n$;
- типа *B*: $I_m = (3,2-4,8)I_n$;
- типа *N*: $I_m = (6-10)I_n$;
- типа *D* и *K*: $I_m = (10-14)I_n$;
- типа *Z*: $I_m = (2,4-3,2)I_n$;
- типа *MA*: $I_m = 12I_n$.

При этом номинальный ток расцепителя I_n , соответствующий уставке защиты от длительной перегрузки (I_r), не регулируется и его значение указано в типе автомата, например, автомат *C60N10* имеет тип характеристики – *N*, номинальный ток расцепителя – 10 А и уставка I_m дискретно регулируется в пределах $(6-10)I_n$.

Некоторые автоматические выключатели вообще не имеют защиты от длительной перегрузки, а только ТО на электромагнитном расцепителе. В данном случае, если требуется защита от перегрузки, то последовательно с автоматом включается магнитный пускатель со встроенным тепловым элементом.

Выбор автоматов по номинальному напряжению, номинальному току, максимальному допустимому току производится по обычным условиям, как для любой коммутационной аппаратуры. Следует различать номинальный ток самого автомата – его контактов и прочих токоведущих частей – и номинальный ток встроенного в него расцепителя. Для большинства автоматов на один и тот же номинальный ток возможна установка расцепителей на меньшие номинальные токи.

Автоматы выпускаются мгновенные, с зависимой и независимой от тока выдержкой времени и комбинированные. Автоматы с мгновенными электромагнитными расцепителями имеют очень малое время срабатывания – порядка 0,01–0,035 с. С такими расцепителями выполнить защиту, селективную с нижестоящими автоматами, невозможно, и они могут применяться только для защиты конечного элемента сети, наиболее удаленного от источника питания.

Автоматы с электромагнитными расцепителями и независимой выдержкой времени имеют две уставки по времени, обеспечивающие селективность с нижестоящими мгновенными автоматами и предохранителями.

Разброс по току срабатывания мгновенных и с независимой характеристикой электромагнитных расцепителей очень велик, до $\pm 15\text{--}30\%$, что необходимо учитывать при расчете уставок.

Автоматы с тепловыми расцепителями имеют очень большие разбросы по времени и току срабатывания, особенно в зависимости от окружающей температуры.

Область применения автоматов сильно ограничивается допустимой для них окружающей температурой, особенно для автоматов с тепловыми расцепителями. Большинство таких автоматов пригодно для работы только при положительных температурах, при низкой окружающей температуре тепловые расцепители сгорают раньше, чем успевают сработать. Поэтому во многих автоматах мгновенные электромагнитные расцепители служат не только для защиты элементов сети, но и для защиты самих тепловых расцепителей.

Для защиты сетей с заземленным нулем от однофазных КЗ чувствительность автоматов с зависимой от тока характеристикой должна быть не менее 3.

Чувствительность автоматов, имеющих только мгновенные расцепители, при однофазных КЗ должна быть не менее 1,1 с учетом максимального разброса по току срабатывания. Если заводских данных по разбросу тока срабатывания нет, то чувствительность, определенная по номинальным параметрам, должна быть не менее 1,4 для автоматов с номинальным током до 100 А и не менее 1,27 для прочих (при 15%-м разбросе $K_{\text{ч}} = 1,1 \cdot 1,15 = 1,27$).

Для защиты сетей от перегрузки допустимый ток нагрузки должен быть не менее $1,25I_{\text{ср}}$ мгновенного расцепителя для проводов с резиновой и аналогичной изоляцией, прокладываемых во внутренних помещениях. Исключением являются невзрывоопасные производственные помещения, где допустимая для проводов нагрузка должна быть равна $I_{\text{ср}}$ расцепителя. Для кабелей с бумажной изоляцией допустимая нагрузка равна $I_{\text{ср}}$ мгновенного расцепителя.

Если расцепитель имеет нерегулируемую, зависящую от тока характеристику, то допустимая нагрузка для любых проводов равна $I_{\text{ср}}$ расцепителя.

Если автомат имеет регулируемую, зависящую от тока характеристику, то допустимая нагрузка на проводники снижается: для проводов с горючей резиновой изоляцией до $I_{\text{ср}}$ расцепителя и до $0,8I_{\text{ср}}$ для кабелей с бумажной изоляцией.

Остальные условия для защиты сетей автоматами такие же, как и для защиты сетей предохранителями.

13.4. Выбор уставок срабатывания предохранителей и автоматических выключателей

Расчеты токов срабатывания (уставок) защит в сетях до 1000 В выполняются по следующим выражениям.

В предохранителе защитным элементом является его плавкая вставка, номинальный ток которой ($I_{\text{вс.ном}}$) равен уставке защиты линии, двигателя, осветительной сети и т. д.

Номинальный ток плавкой вставки выбирается по трем условиям:

1. По условию отстройки от максимального длительного рабочего тока нагрузки:

$$I_{\text{вс.ном}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{р max}} \quad (13.10)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, в среднем равный 1,1–1,2.

2. По условию отстройки от кратковременного пускового (пикового) тока:

$$I_{\text{вс.ном}} \geq I_{\text{пик}}/\alpha, \quad (13.11)$$

где α – коэффициент кратковременной тепловой перегрузки, который при легких условиях пуска двигателя равен 2,5, при тяжелых – 1,6–2,0, для ответственных электроприемников – 1,6.

3. По условию обеспечения достаточной чувствительности защиты при КЗ:

$$I_{\text{вс.ном}} \leq I_{\text{к min}}/K_{\text{ч}}, \quad (13.12)$$

где $I_{\text{к min}}$ – минимальный ток КЗ; $K_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности защиты, который должен быть не ниже 10–15 для защиты электродвигателя, в управлении которого применен магнитный пускатель или контактор и не ниже 3–5 для защиты осветительной сети.

Следует отметить, что при кратности 3 плавкая вставка, например, предохранителя типа ПН-2, перегорает за время около 10 с, а при кратности 10 – за 0,05–0,1 с.

Если время плавления превысит 0,3 с, то при КЗ от возникающего резкого провала напряжения, магнитный пускатель или контактор отпадают и разрывают большой ток КЗ, на который они не рассчитаны.

Номинальный ток плавкой вставки выбирают по условиям (13.10), (13.11), принимают ближайшим большим по шкале номинальных токов и проверяют чувствительность по условию (13.12).

Для обеспечения селективности двух последовательно включенных однопольных предохранителей необходимо выбирать их плавкие вставки с номинальными токами, отличающимися на две шкалы; для разнотипных предохранителей – на три шкалы номинальных токов.

Для согласования защитных характеристик предохранителя и автоматического выключателя необходимо построить карту селективности (гл. 7). При этом на карте селективности кривую плавкой вставки предохранителя строят по типовой ее времятоковой характеристике, предварительно сместив ее на 20 % вправо, тем самым учитывается возможный разброс времени перегорания плавкой вставки.

Выбор уставок защит расцепителей автоматических выключателей. Защита от перегрузки не должна срабатывать при кратковременных перегрузках, поэтому она срабатывает с выдержкой

времени, зависящей от величины тока. При этом защита двигателя считается эффективной, если

$$I_r = K_n \cdot I_{\text{ном.дв}}; \quad (13.13)$$

допускается $I_r \geq 1,35I_{\text{ном.дв}}$, но не более $2I_{\text{ном.дв}}$.

Для магистральных линий номинальный ток расцепителей выбирается по длительно допустимому току линии.

Защита от КЗ осуществляется ТО без выдержки времени. Уставка данной защиты (I_m) выбирается исходя из следующих условий.

Защита не должна срабатывать при пуске или самозапуске электродвигателя:

$$I_m \geq K_3 \cdot I_{\text{пуск.дв}}, \quad (13.14)$$

где K_3 – коэффициент запаса, учитывающий бросок апериодической составляющей пускового тока, принимаемый равным 1,3–1,5 – для электромагнитных расцепителей и 1,1 – для электронных расцепителей.

Приняв за среднее значение $I_{\text{пуск.дв}} = 6I_{\text{ном.дв}}$, получим

$$I_m \geq (8-10)I_{\text{ном.дв}}. \quad (13.15)$$

Если линия питает группу (несколько) электродвигателей, то уставка отсечки выбирается по условию

$$I_m \geq \sum I_{\text{ном.дв}} + K_3 \cdot I_{\text{пуск.дв}}, \quad (13.16)$$

где $I_{\text{пуск.дв}}$ – пусковой ток самого мощного двигателя в данной группе.

В случае применения АВР-0,4 кВ возможен групповой самозапуск двигателей, тогда допускается принять $I_m \geq K_3 \sum I_{\text{пуск.дв}}$.

Если нагрузкой присоединения 0,4 кВ является трансформатор (частотный преобразователь или выпрямительная установка), то ток срабатывания отсечки автомата должен быть отстроен от бросков тока намагничивания трансформатора: $I_m = 8I_{\text{ном.тр}}$.

Выбранный ток срабатывания отсечки должен быть проверен по условию чувствительности защиты к минимальным токам однофазного КЗ через дугу ($I_{\text{к.д}}^{(1)}$):

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.д}}^{(1)} / I_m. \quad (13.17)$$

Причем коэффициент чувствительности по [1] должен удовлетворять условию: $K_{\text{ч}} \geq 1,4$ при $I_n < 100$ А и $K_{\text{ч}} \geq 1,27$ при $I_n > 100$ А.

Если ТО не обеспечивает требуемой чувствительности к однофазным замыканиям, то защита от перегрузки (I_r), установленная в автомате или магнитном пускателе (тепловой элемент), должна обеспечивать следующую чувствительность к однофазным КЗ:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.д}}^{(1)}/I_r \geq 3 \text{ – для невзрывоопасных помещений;}$$

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.д}}^{(1)}/I_r \geq 6 \text{ – для взрывоопасных помещений.}$$

Однако, как отмечалось выше, время отключения защиты от перегрузки при КЗ в данном случае становится недопустимо большим. Поэтому желательно выбирать уставки расцепителей так, чтобы КЗ отключались ТО.

Для обеспечения селективности защит от перегрузки двух последовательно включенных автоматических выключателей необходимо выбирать номинальные токи их расцепителей так, чтобы выполнялось условие

$$I_{r2} \geq 1,5I_{r1}. \quad (13.18)$$

Особенность выбора уставок расцепителей автоматов на магистральных линиях, вводах и секционных выключателях. Принцип выбора расцепителей автомата магистральной линии, питающего группу радиальных линий, несколько иной.

Номинальный ток расцепителя выбирается исходя из суммарной длительной нагрузки с учетом коэффициента спроса (одновременности) и возможности подключения дополнительной нагрузки при срабатывании АВР. Токовая отсечка должна быть отстроена от суммы токов нагрузки и пускового тока наиболее мощного двигателя по условию (13.16). Чувствительность ТО должна быть проверена по условию (13.17). Если чувствительность отсечки недостаточная, то для магистральных линий допускается при КЗ в конце данной линии использовать только защиту от перегрузки, а при близких КЗ – ТО. При этом время срабатывания защиты от перегрузки не должно превышать допустимого времени, рассчитанного по условию термической стойкости кабеля при данном токе КЗ:

$$t_{\text{доп}} = (S \cdot C / I_{\text{к. мин}})^2,$$

где S – сечение кабеля, мм²; C – постоянная, принимаемая для алюминия, – 91, для меди – 120.

Данное выражение можно представить в виде

$$I_{\text{к. доп}} = S \cdot C / \sqrt{t_{\text{откл}}}.$$

Например, если принять время отключения автомата с электронным расцепителем при шестикратном токе КЗ по отношению к уставке защиты от перегрузки, равным 8 с, то допустимый ток КЗ для медного кабеля сечением 50 мм² составит: $I_{к.доп} = 50 \cdot 120 / \sqrt{8} = 2100$ А, а при трехкратном токе $I_{к.доп} = 50 \cdot 120 / \sqrt{32} = 1060$ А. При этом длительно допустимый ток для данного кабеля составляет около 250 А.

В случае применения АВР-0,4 кВ возможен групповой самозапуск электродвигателей, но только тех, у которых отсутствует контактор или магнитный пускатель и двигатель включается автоматом. При наличии пускателя или контактора во время провала напряжения они отпадают перед действием АВР. Это обстоятельство должно учитываться при расчете суммарной нагрузки, участвующей в самозапуске.

Основное назначение ТО автомата магистральной линии – это отключение КЗ на своей магистральной линии. При КЗ на присоединении должна обеспечиваться селективность действия автомата присоединения и автомата ввода или селективного выключателя. Для выполнения указанной селективности либо вводят выдержку времени на срабатывание отсечки (только у селективных автоматов), либо выбирают ток срабатывания отсечки автомата не менее чем на три ступени по шкале номинальных токов больше, чем ток срабатывания отсечки автомата присоединения. При этом предполагается, что при близком КЗ на автомате присоединения срабатывает «рефлексное» отключение с временем около 10 мс, тогда как автомат ввода (секционный) срабатывает с некоторой задержкой 60–80 мс.

Вместе с тем последний способ выполнения селективности недостаточно надежный особенно на присоединениях с большими токами КЗ.

Пример 13.1. Выбрать уставки расцепителя автоматического выключателя на радиальном присоединении 0,4 кВ, питающем электродвигатель 65 кВт кабельной линией (медь) 4 × 50, длиной 110 м.

Исходные данные

Значение тока дугового однофазного КЗ в конце линии $I_{к.д}^{(1)} = 2300$ А (см. пример 3.2). Номинальный ток двигателя $I_{ном.дв} = 65 / (\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 0,8) = 120$ А. Кратность пускового тока двигателя $I_{п} = 6$.

Решение. Определяем требуемый номинальный ток расцепителя по выражению (13.13):

$$I_r' \geq 1,2 \cdot 120 = 144 \text{ А.}$$

Предварительно выбираем автомат типа ВА 52-33 с номинальным током расцепителя $I_r = 160$ А и определяем минимальный ток срабатывания ТО мгновенного расцепителя по выражению (13.14):

$$I_m \geq K_3 \cdot K_{II} \cdot I_{д.ном} = 1,3 \cdot 6 \cdot 120 = 936 \text{ А.}$$

Данный автомат имеет десятикратный ток срабатывания отсечки: $I_m = 1600$ А.

Определяем коэффициент чувствительности ТО при КЗ на линейных выводах двигателя по выражению (13.17):

$$K_{\text{ч}} = 2300/1600 = 1,44.$$

Чувствительность защиты достаточна, поскольку $K_{\text{ч}} > 1,27$. Следовательно, выбранный автомат и его комбинированный расцепитель удовлетворяет требованиям [1].

Однако если для данного примера принять вместо ВА 52-33 выключатель типа ВА 52Г-33 с тем же номинальным током, но с кратностью ТО 14 (см. табл. П.1.5), то чувствительность защиты оказалась бы недостаточной, т. к. $K_{\text{ч}} = 2300/(14 \cdot 160) = 1,03$.

13.5. Ток однофазного короткого замыкания по условиям срабатывания защитного аппарата

В табл. 13.2 приводятся значения кратностей тока однофазного КЗ по отношению к номинальному току плавких вставок предохранителей и уставкам наиболее часто применяемых автоматических выключателей (на основании требований [1]).

При выборе нулевых защитных проводников необходимо выполнить следующие требования:

1. Полная проводимость цепи «фаза–нуль» должна быть такой, чтобы значение тока однофазного КЗ на аварийном участке было не менее значения, нормированного [2].

2. В той или иной точке цепи от нейтрали трансформатора до электроприемника полная проводимость нулевых защитных проводников должна быть не менее 50 % фазных проводников. Для автоматических выключателей с комбинированным расцепителем достаточно обеспечить нормируемое по [1] значение тока однофазного КЗ для любого одного из расцепителей.

**Значение тока однофазного короткого замыкания
по условиям срабатывания защитного аппарата**

Защитный аппарат	Элемент, отключающий ток КЗ	Тип аппарата	Ток отключения по [1]	
			Невзрыво-опасная зона (§ 1.7.79)	Взрыво-опасная зона (§ 7.3.99)
Плавкий предохранитель	Плавкая вставка	Все типы предохранителей	$I_k^{(1)} \geq 3I_n$	$I_k^{(1)} \geq 4I_n$
Автомат	Расцепитель с зависимой от тока характеристикой. Электромагнитный расцепитель	АП50, АК63, АЕ2000, А3700, А3100, ВА, Электрон	$I_k^{(1)} \geq 3I_n$	$I_k^{(1)} \geq 6I_n$
		А3110	$I_k^{(1)} \geq 1,43I_n$	
		А3120, А390	$I_k^{(1)} \geq 1,17I_n$	
		АП50, АК63, АЕ2000, ВА12, ВА16, ВА51-ВА53	$I_k^{(1)} \geq 1,4I_n$	
		ВА51, ВА52, ВА53, АЕ2000М, А4100, ВА61	$I_k^{(1)} \geq 1,25I_n$	

Примечание. Условные обозначения: $I_k^{(1)}$ – минимальное значение тока однофазного КЗ, нормируемое [1], А; I_k – номинальный ток плавкой вставки предохранителя или номинальный ток расцепителя автомата с зависимой от тока характеристикой, А; коэффициенты 1,43 и 1,27 подсчитаны путем умножения коэффициента запаса 1,1 на коэффициент, учитывающий производственный допуск (по заводским данным 1,3 для автоматов А3110 и 1,15 для автоматов А3120, А390).

13.6. Определение границ действия защиты от однофазных коротких замыканий в сети с асинхронными двигателями

В [1] предписывается ряд мер для повышения электро- и взрывобезопасности электроустановок напряжением до 1000 В. В соответствии с [1, § 7.3.90] требуется проверка полного сопротивления цепи «фаза–нуль» для всех электроприемников, расположенных во взрывоопасных зонах В-I и В-II, и выборочно (но не менее 10 % от общего количества) для электроприемников, расположенных во взрывоопасных зонах классов В-Iа, В-Iб, В-Iг и В-IIа и имеющих наибольшее сопротивление «фаза–нуль».

В настоящее время отсутствуют сведения о границах действия защиты от однофазных КЗ в зависимости от мощности электродвигателя (или одного электроприемника), а приводятся лишь таблицы, линейки и т. п. для определения границ действия защиты в зависимости от сечения проводов и кабелей. Таблицы 13.3, 13.4 дают возможность определить границы действия защиты для всей шкалы мощностей асинхронных электродвигателей серий 4А, ВА02, АИР при защите линий к электродвигателям автоматическими выключателями с комбинированным расцепителем.

Таблица 13.3

Предельные длины линий к электродвигателям с короткозамкнутым ротором для проверки кратности тока однофазного КЗ по отношению к номинальному току расщепления

Номинальная мощность электродвигателя, кВт	Критическая длина линии, м			
	Алюминиевый кабель			Медный кабель
	Невзрывоопасная зона $I_{к}^{(1)} = 3 \cdot I_{н.р}$	Взрывоопасная зона В-Іб, В-Іг, $I_{к}^{(1)} = 6 \cdot I_{н.р}$	Взрывоопасная зона В-ІІ, В-Іа, $I_{к}^{(1)} = 6 \cdot I_{н.р}$	Взрывоопасная зона $I_{к}^{(1)} = 6 \cdot I_{н.р}$
0,37	1220	610	609	1030
0,75	761	380	380	643
1,1	487	243	244	411
1,5	487	243	244	411
2,2	304	152	152	257
3,0	244	122	122	206
4,0	195	97	122	206
5,5	152	76	76	128
7,5	122	61	75	103
11	120	60	93	101
16	117	58	91	98
18,5	96	73	119	123
22	96	73	119	123
30	99	74	118	125
37	237	118	106	158
45	29	106	160	177
55	258	128	91	216
75	177	87	128	97
90	246	121	177	204
110	205	102	98	172
92	220	107	98	184

Номинальная мощность электродвигателя, кВт	Критическая длина линии, м			
	Алюминиевый кабель			Медный кабель
	Невзрывоопасная зона $I_{\text{к}}^{(1)} = 3 \cdot I_{\text{н.р}}$	Взрывоопасная зона В-Іб, В-Іг, $I_{\text{к}}^{(1)} = 6 \cdot I_{\text{н.р}}$	Взрывоопасная зона В-ІІ, В-Іа, $I_{\text{к}}^{(1)} = 6 \cdot I_{\text{н.р}}$	Взрывоопасная зона $I_{\text{к}}^{(1)} = 6 \cdot I_{\text{н.р}}$
160	220	107	157	248
200	256	124	172	211
250	222	105	–	–
315	242	115	–	–

Примечание. Условные обозначения: $I_{\text{к}}^{(1)}$ – ток однофазного замыкания на землю; $I_{\text{н.р}}$ – номинальный ток комбинированного распределителя автомата; $I_{\text{н}}$ – уставка на ток мгновенного срабатывания электромагнитного расцепителя.

Правила пользования таблицами

1. Определяется суммарное расстояние от источника питания до электродвигателя по трассе токопровода независимо от того, подключен ли электродвигатель непосредственно к распределительному щиту источника питания или питается через промежуточные силовые пункты, ШСУ, распределительные или магистральные шинопроводы.

2. В зависимости от зоны, в которой установлен электродвигатель, и его номинальной мощности по таблице находится критическое расстояние, в пределах которого соблюдаются требования [1] в отношении кратности тока однофазного КЗ. Это расстояние сравнивается с суммарным расстоянием от источника питания до электродвигателя.

Если длина трассы токопровода меньше или равна критическому расстоянию, то проведенный расчет тока однофазного КЗ для данного электродвигателя производить не следует, а если больше, то необходим проверочный расчет с учетом конкретных параметров питающей сети.

3. Если проверочный расчет показал, что кратность тока однофазного КЗ недостаточна, необходимо принимать специальные меры, к которым относятся:

- увеличение сечения питающего кабеля;
- проектирование специальной защиты от однофазных замыканий.

Таблица 13.4 дает возможность определить границы действия защиты для асинхронных двигателей серий 4А, 4АН при защите линий к электродвигателям автоматическими выключателями с электромагнитными расцепителями.

Таблица 13.4

**Предельные длины линий к электродвигателям
с короткозамкнутым ротором для проверки кратности тока
однофазного короткого замыкания по отношению
к номинальному току расцепителя автомата**

Мощность электродвигателя, кВт	Критическая длина линии, м		
	Кабель с алюминиевыми жилами. Невзрывоопасная зона		
	$I_n = 12 \cdot I_{н.р}$	$I_n = 5 \cdot I_{н.р}$	$I_n = 10 \cdot I_{н.р}$
$I_k^{(1)} = 1,4 \cdot I_n$			
0,37	222/222	532/532	266/266
0,75	98/98	333/333	167/167
1,1	88/88	29/29	107/107
1,5	88/88	29/29	107/107
2,2	55/55	93/93	67/67
3,0	44/44	106/106	53/53
4,0	35/35	85/85	43/43
5,5	27/27	66/66	33/33
7,5	22/22	53/53	27/27
11	21/21	52/51	26/25
15	21/20	51/49	25/24
18,5	26/24	63/61	32/30
22	26/24	63/61	32/30
30	26/23	64/61	–
37	41/36	102/97	–
45	36/31	91/86	–
$I_k^{(1)} = 1,2 \cdot I_n$			
55	43/35	110/102	–
75	31/22	31/32	–
90	43/30	43/30	–
110	45/32	45/32	–
92	35/18	35/18	–
160	35/18	35/18	–

Примечание. В числителе указаны значения предельных длин при использовании трансформатора со схемой Δ/Y_0 , в знаменателе – Y/Y_0 . Для выполнения требований [1] должно быть увеличено сечение кабеля или предусмотрена специальная защита от однофазного КЗ.

Таблицы рассчитаны по формуле

$$L \leq \frac{1000}{Z_{\text{цy}}} - \left(\frac{U_{\phi}}{I_{\text{k min}}^{(1)}} - \frac{Z}{3} \right), \quad (13.19)$$

где L – предельная длина линии, м; $Z_{\text{цy}}$ – полное удельное сопротивление цепи «фаза–нуль», Ом/км; $I_{\text{к min}}^{(1)}$ – минимальный ток однофазного КЗ, А.

Расчет таблиц проводился для следующих условий:

1. Источником питания является трансформатор мощностью 1600 кВ · А со схемой соединения «треугольник–звезда».

2. Уставки автоматов принимались в соответствии с каталожными данными электродвигателей серий 4А, АИР, ВА02.

3. Кабели приняты четырехжильные с пластмассовой или резиновой изоляцией. Сечение кабелей соответствует номинальному току двигателей при ПВ 100 % для одиночной прокладки кабелей по [1, табл. 1.3.6, 1.3.7]. Согласно номенклатуре на кабельную продукцию кабели с сечением фазной жилы 70 мм² и выше имеют сечение нулевой жилы менее 50 % сечения фазной жилы. Это дает некоторый запас при определении границ действия защиты в случае применения кабелей с жилами равного сечения.

4. Сопротивления кабелей принимались по приложениям.

5. Переходное сопротивление контактов – 0,02 Ом.

В качестве примера рассмотрим принцип расчета токов однофазных КЗ в системе электроснабжения. Для решения задачи требуется иметь однолинейную схему сети 0,4 кВ. По описанной выше методике определяем участки сети, для которых необходимо провести полные расчеты тока однофазного КЗ длиной выше критической.

Пример 13.2. Допустим, из анализа схемы электроснабжения получили, что суммарная критическая длина токопроводов к электродвигателю М больше критической длины. Для этого участка сети необходимо произвести расчет тока однофазного замыкания на землю. Рассмотрим проверку на примере.

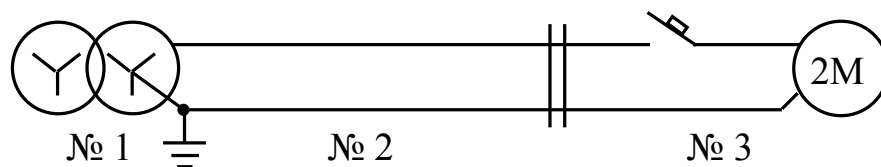


Рис. 13.4. Схема к расчету токов однофазного КЗ

Форма расчета сети электродвигателя М

Номер участка	Провод	Наименование и краткая характеристика участка линии, элемента	Длина участка, км	Сопротивление участка линии, Ом			Сопротивление трансформатора $Z_T/3$, Ом
				R	X''/X'	Z	
1	–	Трансформатор 1000 кВА 10/0,4 кВ	–		–	–	0,027
	–	Переходное сопротивление контактов		0,02	–	–	–
2	фаза	Алюминиевая жила кабеля 95 мм ²	0,12	0,04	–	–	–
	нуль	Алюминиевая оболочка кабеля		0,03	–	–	–
3	фаза	Алюминиевая жила кабеля 95 мм ²	0,15	0,061	–	–	–
	нуль	Алюминиевая жила кабеля 35 мм ² + оболочка		0,038	–	–	–
		<i>Итого</i>		0,207	–	–	0,027
I_k по условиям срабатывания защитного аппарата				$Z_k \geq 6 \cdot I_n = 6 \cdot 250 \text{ A} = 1500 \text{ A}$			
Расчет действительных значений Z_n и I_k 940 A > 1500 A				$Z = 0,207 \text{ Ом};$ $I_k^{(1)} = U_\phi / (Z_T/3 + Z_n) =$ $= 220 / 0,234 = 940 \text{ A}$			
Расчет сопротивлений отдельно фазного и нулевого проводов (без учета X) для определения относительной проводимости нулевого провода				$R_\phi = 0,049 + 0,61 = 0,11 \text{ Ом};$ $R_n = 0,039 + 0,038 = 0,077 \text{ Ом};$ $0,11 / 0,077 = 1,43 < 2$			

На рис. 13.4 приведена расчетная схема, а в табл. 13.5 – форма расчета сети электродвигателя М.

Участок 1. Трансформатор. Расчетное сопротивление трансформатора (см. Приложение):

$$Z_T/3 = 0,027 \text{ Ом.}$$

Участок 2. Кабель ААШВУ (3 × 95) мм² длиной 120 м, удельное сопротивление фазной жилы 0,408 Ом/км. Удельное сопротивление алюминиевой оболочки 0,321 Ом/км.

Сопротивление в расчете на 120 м:

$$R_{\phi} = 0,408 \cdot 0,12 = 0,049 \text{ Ом}, \quad R_{\text{н}} = 0,321 \cdot 0,12 = 0,039 \text{ Ом}.$$

Участок 3. Кабель ААШВУ $3 \times 95 + 1 \times 35$ длиной 150 м. Удельное сопротивление фазовой жилы – то же, что и для участка 1. Удельное сопротивление нулевой жилы и алюминиевой оболочки 0,253 Ом/км (см. Приложение). Сопротивление в расчете на 150 м:

$$R_{\phi} = 0,408 \cdot 0,15 = 0,061 \text{ Ом}; \quad R_{\text{н}} = 0,253 \cdot 0,15 = 0,038 \text{ Ом}.$$

Переходное сопротивление контактов – 0,02 Ом.

Индуктивное сопротивление кабелей не учитываем.

Далее определяется значение суммарного сопротивления цепи и тока КЗ $I_{\text{к}} = 940 \text{ А}$, что меньше допустимого – 1500 А.

В данном примере полная проводимость нулевого проводника удовлетворяет требованиям [1, § 1.7.79].

Контрольные вопросы

1. Достоинства и недостатки плавких предохранителей как защитного аппарата.
2. Каковы защитные характеристики плавких предохранителей?
3. Достоинства и недостатки автоматических выключателей как защитного аппарата.
4. Каковы защитные характеристики автоматических выключателей?
5. Каковы диапазоны регулирования уставок расцепителей автоматических выключателей различных фирм?
6. Как производится выбор уставок срабатывания плавких предохранителей?
7. Как производится выбор уставок срабатывания автоматических выключателей различных фирм?
8. В чем заключается особенность выбора уставок автоматических выключателей на магистральных линиях, вводах и секционных выключателях?
9. В чем заключаются особенности расчета токов КЗ в сетях напряжением 0,4 кВ для оценки чувствительности защиты?

Литература

1. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд. – Москва : Энергоатомиздат, 1999. – 640 с.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – Москва : Энергия, 1977. – 640 с.
3. Чернобровов, Н. В. Релейная защита энергетических систем / Н. В. Чернобровов, В. А. Семенов. – Москва : Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
4. Андреев, В. А. Релейная защита и автоматика систем электропитания / В. А. Андреев. – Москва : Высш. шк., 1991. – 496 с.
5. Александров, А. М. Обзор руководящих материалов по релейной защите РАО «ЕЭС России» за 1990–1999 г. : учеб. пособие / А. М. Александров. – Санкт-Петербург, 2000. – 52 с.
6. Басс, Э. И. Релейная защита электроэнергетических систем : учеб. пособие / Э. И. Басс, В. Г. Дорогунцев. – Москва : МЭИ, 2006. – 296 с.
7. Шабад, М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М. А. Шабад. – Ленинград : Энергоатомиздат, 1985. – 296 с. – 296 с.
8. Корогодский, В. И. Релейная защита электродвигателей напряжением выше 1 кВ / В. И. Корогодский. – Москва : Энергоатомиздат, 1987. – 191 с.
9. Алексеев, В. С. Реле защиты / В. С. Алексеев. – Москва : Энергия, 1976.
10. Федосеев, А. Н. Релейная защита электрических систем / А. Н. Федосеев. – Москва : Энергия, 1976. – 560 с.
11. Авербух, А. И. Релейная защита в задачах с решениями и примерами / А. И. Авербух. – Москва : Энергия, 1975. – 416 с.
12. Способ автоматического включения резервного питания потребителей, содержащих синхронные двигатели : пат. 2471 ВУ МПК Н 02J 9/06 / В. В. Курганов. – Оpubл. офиц. бюл. Респ. Беларусь. – 1999. – № 4. – 3 с.
13. Шмурьев, В. Я. Цифровые реле / В. Я. Шмурьев. – Санкт-Петербург : ПЭИпк, 2002.
14. Романюк, Ф. А. Информационное обеспечение микропроцессорных защит электроустановок / Ф. А. Романюк. – Минск : УП «Технопринт», 2001.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица П.1.1

Величины линейных напряжений, применяемых в ЭЭС

Номинальное напряжение сети, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение сети, кВ	Среднее напряжение, кВ
6,0	7,2	6,9	6,3
10,0	12	11,5	10,5
35,0	40,5	40,5	37,0
110,0	126,0	126,0	115,0
220,0	252,0	252,0	230,0
330,0	363,0	363,0	340,0
750,0	787,0	787,0	770,0

Таблица П.1.2

Позиционные обозначения элементов в схемах РЗА

Наименование реле	Условное позиционное обозначение
Трансформатор тока	<i>TA</i>
Трансформатор напряжения	<i>TV</i>
Выключатель и его блок-контакты	<i>Q</i> и <i>QF</i>
Электромагнит включения выключателя	<i>YAC</i>
Электромагнит отключения выключателя	<i>YAT</i>
Автоматический выключатель	<i>SF</i>
Плавкий предохранитель	<i>FU</i>
Переключатель (ключ управления)	<i>SA</i>
Накладка оперативная	<i>SX</i>
Комплектное устройство РЗА (общее название)	<i>A</i>
Комплект токовой релейной защиты	<i>KA</i>
Комплект реле АПВ	<i>AKS</i>
Комплект устройства АВР	<i>AV</i>
Комплект реле УРОВ	<i>AR</i>
Комплект реле блокировки от качаний	<i>AKB</i>
Реле (общее название)	<i>K</i>
Реле тока	<i>KA</i>
Реле напряжения	<i>KV</i>
Реле промежуточное	<i>KL</i>
Реле времени	<i>KT</i>
Реле сопротивления	<i>KZ</i>
Реле мощности	<i>KW</i>
Реле частоты	<i>KF</i>

Окончание табл. П.1.2

Наименование реле	Условное позиционное обозначение
Реле указательное	<i>KH</i>
Реле газовое	<i>KSG</i>
Реле дифференциальное	<i>KAT</i>
Термореле	<i>KST</i>
Реле положения «Включено»	<i>KQC</i>
Реле положения «Отключено»	<i>KQT</i>
Реле команды «Включить»	<i>KCC</i>
Реле команды «Отключить»	<i>KCT</i>
Реле фиксации команды «Включить»	<i>KQQ</i>
Реле блокировки от многократных включений	<i>KBS</i>
Реле контроля синхронизма	<i>KSS</i>
Реле импульсной сигнализации	<i>KHA</i>
Реле контроля давления воздуха	<i>KSP</i>
Лампа сигнальная	<i>HL</i>
Устройство звуковой сигнализации	<i>HA</i>
Шинки управления	<i>EC</i>
Шинки питания электромагнитов включения	<i>EY</i>
Шинки сигнализации	<i>EH</i>
Шинка мигающей сигнализации	<i>+EP</i>
Шинка вспомогательная	<i>EA</i>

Таблица П.1.3

Пределы токов срабатывания (уставок) токовых реле

Тип реле тока	Пределы уставок реле при соединении катушек, А	
	Последовательное	Параллельное
РТ 40/0,2	0,05–1	0,1–0,2
РТ 40/0,6	0,15–0,3	0,3–0,6
РТ 40/2	0,5–1	1–2
РТ 40/6	1,5–3	3–6
РТ 40/10	2,5–5	5–10
РТ 40/20	5–10	10–20
РТ 40/50	12,5–25	25–50
РТ 40/100	25–50	50–100
РТ 40/200	50–100	100–200
РСТ 11(13) – 04	0,05–0,2 (шаг дискретизации 0,005 А)	
РСТ 11(13) – 09	0,15–0,6 (шаг дискретизации 0,015 А)	
РСТ 11(13) – 14	0,5–2 (шаг дискретизации 0,05 А)	
РСТ 11(13) – 19	1,5–6 (шаг дискретизации 0,15 А)	

Окончание табл. П.1.3

Тип реле тока	Пределы уставок реле при соединении катушек, А	
	Последовательное	Параллельное
РСТ 11(13) – 24	5–20 (шаг дискретизации 0,5 А)	
РСТ 11(13) – 29	15–60 (шаг дискретизации 1,5 А)	
РСТ 11(13) – 32	30–120 (шаг дискретизации 3 А)	

Таблица П.1.4

Технические данные предохранителей

Тип	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А		Предельный отключаемый ток, кА
		предохранителя	плавкой вставки	
НПН2-63	500	63	6; 10; 20; 25; 31; 40; 63	10
ПН2-100	380	100	31,5; 40; 50; 63; 80; 100	25
ПН2-250	380	250	80; 100; 125; 160; 200; 250	40
ПН2-400	380	400	200; 250; 315; 355; 400	100
ПН2-600	380	630	315; 400; 500; 630	100

Таблица П.1.5

Технические данные трехполюсных автоматических выключателей серии ВА51 и ВА52 с комбинированным расцепителем

Тип выключателя	Номинальный ток, А		Кратность тока отсечки по отношению к $I_{ном.р}$
	выключателя	расцепителя, $I_{ном.р}$ (I_r)	
ВА51Г-25	25	1,0; 1,25; 1,5; 2; 3,15; 4; 5; 6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25	14
ВА51-25	25	6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25	7; 10
ВА51-31	100	6,3; 8; 10; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	3; 7; 10
ВА51Г-31	100	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	14
ВА52-31	100	16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80; 100	3; 7; 10
ВА51-33	160	80; 100; 125; 160	10
ВА52-33			
ВА51Г-33	160	80; 100; 125; 160	14
ВА52Г-33			
ВА51-35	250	80; 100; 125; 160; 200; 250	12
ВА52-35			

Окончание табл. П.1.5

Тип выключателя	Номинальный ток, А		Кратность тока отсечки по отношению к $I_{ном.р}$
	выключателя	расцепителя, $I_{ном.р}$ (I_r)	
ВА51-37	400	250; 320; 400	10
ВА52-37			
ВА5-39	630	400; 500; 630	10
ВА52-39			

Таблица П.1.6

Технические данные автоматических выключателей серии ВА53, ВА55 и ВА75 с электронным расцепителем

Тип выключателя	Номинальный ток выключателя $I_{ном}$ (I_n), А	Уставка тока расцепителя в зоне КЗ, кратная $I_{ном.р}$ (I_r)
ВА53-37 ВА55-37 ВА55-39	160; 250; 400	2; 3; 5; 7; 10
ВА53-39	160; 250; 400; 630	–
ВА53-41 ВА55-41	1000 1600	2; 3; 5; 7
ВА75-45 ВА75-47	2500	2; 3; 5
ВА53-37	2500	2; 3; 5; 7
ВА53-37	4000	2; 3; 5

Примечание. Выключатели допускают регулировку уставки защиты от перегрузки тремя ступенями в пределах номинального тока расцепителя: $I_r = 0,63/0,8/1,0 \times I_n$.

Таблица П.1.7

Международные коды ANSI для обозначения защитных функций цифровые реле

Коды ANSI	Наименование защиты (защитной функции)
50/51	ТО и МТЗ от междуфазных КЗ (4-й ступени)
50N/51N	ТО и МТЗ от замыкания на землю (нулевой последовательности)
67	Направленная МТЗ
67N	Направленная ЗЗ
51V	МТЗ с пуском по минимальному напряжению
27	Защита минимального напряжения
59	Защита максимального напряжения
59N	Защита максимального напряжения нулевой последовательности $3U$

Коды ANSI	Наименование защиты (защитной функции)
81H (81L)	Максимальной (минимальной) частоты
46	По току обратной последовательности
47	По напряжению обратной последовательности
21P	Дистанционная линии
78	Блокировка при качаниях
87T (87F)	Дифференциальная трансформатора (линии)
63	Газовая
49	От перегрузки
48/51	От затяжного пуска и заклинивания ротора
66	Ограничения числа пусков
50/27	Ускорение защиты при включении
79	АПВ
50BF	УРОВ
68	Логическая селективность
86	Защелкивание выходных реле

Таблица П.1.8

Расчетные значения напряжения короткого замыкания (u_k , %) на крайних ответвлениях регулируемой обмотки 110 кВ, отнесенные к номинальной мощности трансформатора и напряжениям соответствующих крайних ответвлений, при $\Delta U_{РПН} = \pm 16\%$

Тип трансформатора	Значение u_k , %, между обмотками						
	ВН–НН			СН–НН	ВН–СН		
	мин.	ср.	макс.	ср.	мин.	ср.	макс.
Двухобмоточные трансформаторы, в том числе с расщепленными обмотками							
ТДН-10000/115/6,6	8,70	10,5	12,36	–	–	–	–
ТДН-16000/115/6,6	9,80	10,5	11,71	–	–	–	–
ТРДН-25000/115/6,3–6,3	9,84	10,5	11,72	–	–	–	–
ТРДН-32000/115/6,3–6,3	9,77	10,5	11,58	–	–	–	–
ТРДН-40000/115/6,3–6,3	9,59	10,5	11,46	–	–	–	–
ТРДЦН-63000/115/6,3–10,5	10,84	10,5	11,90	–	–	–	–
Трехобмоточные трансформаторы							
ТДТН-10000/115/38,5/6,6	16,66	17,0	19,50	6,0	9,99	10,5	12,69
ТДТН-16000/115/38,5/6,6	16,40	17,0	18,50	6,0	9,50	10,5	11,69
ТДТН-25000/115/11/6,6	17,47	17,5	19,50	6,5	9,99	10,5	11,86
ТДТН-25000/115/38,5/6,6	17,47	17,5	19,50	6,5	9,99	10,5	11,86
ТДТН-40000/115/38,5/6,6	17,04	17,5	19,29	6,5	9,52	10,5	11,56
ТДТН-63000/115/38,5/6,6	17,14	17,5	19,20	7,0	10,1	10,5	10,90

Примечания: 1. Таблица составлена по данным ГОСТ и ТУ, действительным на 01.06.1978 г. – 2. Значения $u_{k \min}$ соответствуют положению переключателей $\Delta U_{РПН} = -16\%$, $u_{k \text{ ср}} - \Delta U_{РПН \text{ ср}}$ и $u_{k \max} - \Delta U_{РПН} = +16\%$. – 3. Для всех указанных трансформаторов $U_{\text{ном.ср}} = 115$ кВ, $U_{\text{ном.мин}} = 96,6$ кВ (при $\Delta U_{РПН} = -16\%$); $U_{\text{ном.макс}} = 133,4$ кВ (при $\Delta U_{РПН} = +16\%$).

Таблица П.1.9

Расчетные значения u_k , %, на крайних ответвлениях
регулируемой обмотки 35 кВ трансформатора при $\Delta U_{РПН} = \pm 9$ %

$S_{ном}$, кВ · А	Ответвление	$U_{ном}$, кВ	u_k , %
1 – 2,5	Крайнее –	31,85	6,85
	Среднее	35,00	6,50
	Крайнее +	38,15	6,00
4 и 6,3	Крайнее –	31,85	7,00
	Среднее	35,00	7,50
	Крайнее +	38,15	8,60

Таблица П.1.10

Сопротивление $z_{тр}^{(1)}/3$ трансформаторов напряжением 6(10)/0,4 кВ
со схемой соединения обмоток Y/Y-0 для определения
токов однофазного короткого замыкания

Мощность трансформатора, кВ · А	40	63	100	160	250	400	630	1000	1600
$z_{тр}^{(1)}/3$, Ом	0,65	0,41	0,26	0,16	0,1	0,065	0,042	0,027	0,018

Таблица П.1.11

Удельные активные и индуктивные сопротивления
силовых кабелей с поясной изоляцией

Номинальное сечение жил, мм ²	Активное сопротивление, Ом/км		Индуктивное сопротивление, Ом/км, при номинальном напряжении, кВ, равном		
	алюминия	меди	6	10	35
25	1,24	0,74	0,091	0,099	–
35	0,89	0,52	0,087	0,095	–
50	0,62	0,37	0,083	0,09	–
70	0,443	0,26	0,08	0,086	0,137
95	0,326	0,194	0,078	0,083	0,126
120	0,258	0,153	0,076	0,081	0,120
150	0,206	0,122	0,074	0,079	0,116
185	0,167	0,099	0,073	0,077	0,113
240	0,129	0,077	0,071	0,075	–

Таблица П.1.12

Удельные значения емкостных токов в кабельных линиях

Сечение жил кабеля, мм ²	Удельное значение емкостного тока, А/км, при напряжении сети		
	6 кВ	10 кВ	35 кВ
16	0,37	0,52	–
25	0,46	0,62	–

Окончание табл. П.1.12

Сечение жил кабеля, мм ²	Удельное значение емкостного тока, А/км, при напряжении сети		
	6 кВ	10 кВ	35 кВ
35	0,52	0,69	–
50	0,59	0,77	–
70	0,71	0,90	3,7
95	0,82	1,00	4,1
120	0,89	1,10	4,4
150	1,10	1,30	4,8
185	1,20	1,40	5,2
240	1,40	1,70	–

Таблица П.1.13

Справочные данные проводов воздушных линий

Марка	U, кВ	R, Ом/км	X, Ом/км	I _{доп} , А	I _с , А/км
A-35	6,30	0,850	0,366	175	0,025
A-50	6,30	0,588	0,355	210	0,025
A-70	6,30	0,420	0,345	265	0,025
AC-35	6,30	0,790	0,366	175	0,025
AC-50	6,30	0,603	0,355	210	0,025
AC-120	6,30	0,249	0,327	380	0,025
AC-150	6,30	0,198	0,319	445	0,025
ПС-25	6,30	6,850	2,430	100	0,025
ПС-35	6,30	5,200	2,070	100	0,025
ПС-50	6,30	3,700	1,490	90	0,025
A-25	10,50	1,165	0,377	130	0,025
A-35	10,50	0,850	0,366	175	0,025
A-50	10,50	0,588	0,355	210	0,025
A-70	10,50	0,420	0,345	265	0,025
A-95	10,50	0,315	0,334	330	0,025
A-120	10,50	0,251	0,327	380	0,025
A-150	10,50	0,198	0,319	445	0,025
A-185	10,50	0,161	0,311	510	0,025
AC-35	10,50	0,790	0,366	175	0,025
AC-50	10,50	0,603	0,355	210	0,025
AC-70	10,50	0,429	0,345	265	0,025
AC-95	10,50	0,306	0,334	330	0,025
AC-120	10,50	0,249	0,327	380	0,025
AC-150	10,50	0,199	0,319	445	0,025
AC-185	10,50	0,157	0,311	510	0,025
AC-240	10,50	0,124	0,369	610	0,025

**Активные и индуктивные сопротивления прямой (r_1, x_1)
и нулевой (r_0, x_0) последовательностей кабелей
по ГОСТ 28249–93**

Таблица П.1.14.1

Параметры кабеля с алюминиевыми жилами в алюминиевой оболочке

Сечение кабеля, мм ²	Сопротивление трехжильного кабеля в алюминиевой оболочке, мОм/м			
	$r_1 = r_2$	$x_1 = x_2$	r_0	x_0
3×4	9,61	0,092	10,95	0,579
3×6	6,41	0,087	7,69	0,523
3×10	3,84	0,082	5,04	0,461
3×16	2,40	0,078	3,52	0,406
3×25	1,54	0,062	2,63	0,359
3×35	1,10	0,061	2,07	0,298
3×50	0,769	0,06	1,64	0,257
3×70	0,549	0,059	1,31	0,211
3×95	0,405	0,057	1,06	0,174
3×120	0,32	0,057	0,92	0,157
3×150	0,256	0,056	0,78	0,135
3×185	0,208	0,056	0,66	0,122
3×240	0,16	0,055	0,553	0,107

Таблица П.1.14.2

Параметры кабеля с алюминиевыми жилами в свинцовой оболочке

Сечение кабеля, мм ²	Сопротивление трехжильного кабеля в свинцовой оболочке, мОм/м			
	$r_1 = r_2$	$x_1 = x_2$	r_0	x_0
3×4	9,61	0,092	11,6	1,24
3×6	6,41	0,087	8,38	1,2
3×10	3,84	0,082	5,78	1,16
3×16	2,40	0,078	4,32	1,12
3×25	1,54	0,062	3,44	1,07
3×35	1,10	0,061	2,96	1,01
3×50	0,769	0,06	2,60	0,963
3×70	0,549	0,059	2,31	0,884
3×95	0,405	0,057	2,10	0,793
3×120	0,32	0,057	1,96	0,742
3×150	0,256	0,056	1,82	0,671
3×185	0,208	0,056	1,69	0,606
3×240	0,16	0,055	1,55	0,535

Таблица П.1.14.3

Параметры кабеля с алюминиевыми жилами в непроводящей оболочке

Сечение кабеля, мм ²	Сопротивление трехжильного кабеля в непроводящей оболочке, мОм/м			
	$r_1 = r_2$	$x_1 = x_2$	r_0	x_0
3×4	9,61	0,092	11,7	2,31
3×6	6,41	0,087	8,51	2,274
3×10	3,84	0,082	5,94	2,24
3×16	2,40	0,078	4,50	2,2
3×25	1,54	0,062	3,64	2,17
3×35	1,10	0,061	3,30	2,14
3×50	0,769	0,06	2,869	2,08
3×70	0,549	0,059	2,649	2,07
3×95	0,405	0,057	2,505	2,05
3×120	0,32	0,057	2,42	2,03
3×150	0,256	0,056	2,36	2,0

Таблица П.1.14.4

Параметры кабеля с алюминиевыми жилами в алюминиевой оболочке

Сечение кабеля, мм ²	Сопротивление четырехжильного кабеля в алюминиевой оболочке, мОм/м			
	$r_1 = r_2$	$x_1 = x_2$	r_0	x_0
3×4 + 1×2,5	9,61	0,098	10,87	0,57
3×6 + 1×4	6,41	0,094	7,6	0,463
3×10 + 1×6	3,84	0,088	4,94	0,401
3×16 + 1×10	2,40	0,084	3,39	0,336
3×25 + 1×16	1,54	0,072	2,41	0,256
3×35 + 1×16	1,10	0,068	1,93	0,232
3×50 + 1×25	0,769	0,066	1,44	0,179
3×70 + 1×35	0,549	0,065	1,11	0,145
3×95 + 1×50	0,405	0,064	0,887	0,124

Таблица П.1.14.5

Параметры кабеля с алюминиевыми жилами в свинцовой оболочке

Сечение кабеля, мм ²	Сопротивление четырехжильного кабеля в свинцовой оболочке, мОм/м			
	$r_1 = r_2$	$x_1 = x_2$	r_0	x_0
3×4 + 1×2,5	9,61	0,098	11,52	1,13
3×6 + 1×4	6,41	0,094	8,28	1,05
3×10 + 1×6	3,84	0,088	5,63	0,966
3×16 + 1×10	2,4	0,084	4,09	0,831
3×25 + 1×16	1,54	0,072	3,68	0,668

Окончание табл. П.1.14.5

Сечение кабеля, мм ²	Сопротивление четырехжильного кабеля в свинцовой оболочке, мОм/м			
	$r_1 = r_2$	$x_1 = x_2$	r_0	x_0
3×35 + 1×16	1,10	0,068	2,63	0,647
3×50 + 1×25	0,769	0,065	2,10	0,50
3×70 + 1×35	0,549	0,065	1,71	0,393
3×95 + 1×50	0,405	0,064	1,39	0,317
3×120 + 1×50	0,32	0,064	1,27	0,301
3×150 + 1×70	0,256	0,063	1,05	0,248
3×185 + 1×70	0,208	0,063	0,99	0,244

Таблица П.1.14.6

Параметры кабеля с алюминиевыми жилами в непроводящей оболочке

Сечение кабеля, мм ²	Сопротивление четырехжильного кабеля в непроводящей оболочке, мОм/м			
	$r_1 = r_2$	$x_1 = x_2$	r_0	x_0
3×4 + 1×2,5	9,61	0,098	11,71	2,11
3×6 + 1×4	6,41	0,094	8,71	1,968
3×10 + 1×6	3,84	0,088	5,90	1,811
3×16 + 1×10	2,40	0,084	4,39	1,558
3×25 + 1×16	1,54	0,072	3,42	1,268
3×35 + 1×16	1,10	0,068	2,97	1,241
3×50 + 1×25	0,769	0,066	2,449	0,947
3×70 + 1×35	0,549	0,065	2,039	0,741
3×95 + 1×50	0,405	0,064	1,665	0,559
3×120 + 1×50	0,32	0,064	1,54	0,545
3×150 + 1×70	0,256	0,063	1,276	0,43

Таблица П.1.14.7

Параметры кабеля с медными жилами в стальной оболочке

Сечение кабеля, мм ²	Сопротивление трехжильного кабеля, мОм/м, при температуре жилы 65 °С			
	$r_1 = r_2$	$x_1 = x_2$	r_0	x_0
4×6	3,54	0,1	4,24	1,49
4×10	2,13	0,095	2,88	1,69
4×16	1,33	0,09	2,112	1,24
4×25	0,85	0,089	1,63	1,14
4×35	0,61	0,086	1,33	0,91
4×50	0,43	0,078	1,05	0,74
4×70	0,30	0,073	0,85	0,58
4×95	0,22	0,072	0,66	0,42

Окончание табл. П.1.14.7

Сечение кабеля, мм ²	Сопротивление трехжильного кабеля, мОм/м, при температуре жилы 65 °С			
	$r_1 = r_2$	$x_1 = x_2$	r_0	x_0
4×120	0,18	0,07	0,54	0,35
4×150	0,14	0,07	0,45	0,28
4×185	0,115	0,069	0,37	0,27

Таблица П.1.15

Сопротивления катушек и контактов автоматических выключателей

Номинальный ток выключателя, А	Сопротивления катушки и контактов, мОм	
	r_k	x_k
50	7	4,5
70	3,5	2
100	2,15	1,2
140	1,3	0,7
200	1,1	0,5
400	0,65	0,17
600	0,41	0,13
1000	0,25	0,1
1600	0,14	0,08
2500	0,13	0,7
4000	0,1	0,05

Таблица П.1.16

Приближенные значения активного и полного сопротивления цепи «фаза–нуль» четырехжильных кабелей в пластмассовой оболочке

Сечение жил кабеля, мм ²	Сопротивление, мОм/м					
	Материал жилы					
	Алюминий			Медь		
	R фазы	R нуля	Z	R фазы	R нуля	Z
4×2,5	14,75	14,75	29,5	8,73	8,73	17,4
3×4 + 1×2,5	9,2	14,75	23,9	5,47	8,73	14,2
4×4	9,2	9,2	18,4	5,47	5,47	10,9
3×6 + 1×4	6,15	9,2	15,3	3,64	5,47	9,11
4×6	6,15	6,15	12,3	3,64	3,64	7,28
3×10 + 1×6	3,68	6,15	9,83	2,17	3,64	5,81
4×10	3,68	3,68	7,36	2,17	2,17	4,34
3×16 + 1×10	2,3	3,68	5,98	1,37	2,17	3,54
4×16	2,3	2,3	4,6	1,37	1,37	2,74
3×25 + 1×16	1,47	2,3	3,77	0,87	1,37	2,24
4×25	1,47	1,47	2,94	0,87	0,87	2,74

Сечение жил кабеля, мм ²	Сопротивление, мОм/м					
	Материал жилы					
	Алюминий			Медь		
	<i>R</i> фазы	<i>R</i> нуля	<i>Z</i>	<i>R</i> фазы	<i>R</i> нуля	<i>Z</i>
3×35 + 1×16	1,05	2,3	3,36	0,63	1,37	1,99
4×35	1,05	1,05	2,1	0,62	0,62	1,25
3×50 + 1×25	0,74	1,47	2,21	0,43	0,87	1,3
4×50	0,74	0,74	1,48	0,43	0,44	0,87
3×70 + 1×25	0,527	0,74	1,99	0,31	0,87	1,18
3×70 + 1×35	0,527	1,5	1,57	0,31	0,62	0,94
4×70	0,527	0,527	1,05	0,31	0,31	0,62
3×95 + 1×35	0,388	1,06	1,44	0,23	0,62	0,85
3×95 + 1×50	0,388	0,74	1,13	0,23	0,436	0,66
4×95	0,388	0,388	0,77	0,23	0,23	0,46
3×120 + 1×35	0,308	1,05	1,36	0,18	0,625	0,8
3×120 + 1×70	0,308	0,527	0,83	0,18	0,313	1,49
4×120	0,308	0,308	0,62	0,18	0,181	0,36
3×150 + 1×50	0,246	0,74	0,98	0,14	0,436	0,58
4×150	0,246	0,246	0,49	0,14	0,146	0,29
3×185 + 1×50	0,2	0,74	0,94	0,12	0,436	0,55
4×185	0,2	0,2	0,4	0,12	0,122	0,24
4×240	0,153	0,153	0,3	0,09	0,09	0,18

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

Евминов Леонид Иванович
Курганов Владимир Владимирович

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Учебное пособие

Электронный аналог печатного издания

Редактор *Н. Г. Мансурова*
Компьютерная верстка *М. В. Аникеенко*

Подписано в печать 28.01.11.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Ризография. Усл. печ. л. 31,15. Уч.-изд. л. 30,37.

Изд. № 124.

E-mail: ic@gstu.by

<http://www.gstu.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:
Издательский центр учреждения образования
«Гомельский государственный технический университет
имени П. О. Сухого».

ЛИ № 02330/0549424 от 08.04.2009 г.

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.