

Ю.С. Беляков

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА И ТЕЛЕМЕХАНИКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ И СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ



УДК 621.316.

ББК

С

Рецензенты:

д. т. н., зав. кафедрой эл. станций и автоматизации энергосистем

С.Петербургского политехнического университета, профессор Ванин В.К.;

д. т. н., зав. кафедрой энергообеспечения предприятий и энергосбережения

Петрозаводского государственного университета, профессор Савин И.К.

Печатается по решению редакционно-издательского совета Петрозаводского государственного университета.

Беляков Ю.С.

Релейная защита, автоматика и телемеханика электроэнергетических систем и систем электроснабжения потребителей. Краткий курс. Конспект лекций. - Петрозаводск: Изд-во ПетрГУ, 2012. - 110 стр.

ISBN 5-283-04501-3

В учебном пособии рассмотрены основы релейной защиты, автоматики энергосистем и систем электроснабжения потребителей, также телемеханики как основы наблюдаемости за энергосистемами. Показана связь с АСУ ТП, постепенное их слияние и перспектива развития. Рассмотрены традиционные электромеханические устройства, устройства, базирующиеся на аналоговой вычислительной технике и цифровые устройства релейной защиты, автоматики и телемеханики. В основном, рассмотрены устройства, применяемые в электрических сетях напряжением до 110 кВ и электростанциях мощностью до 200 МВт. Упоминания о более сложных устройствах вынесены в приложения.

Данное учебное пособие будет полезно для всех студентов электротехнических, электроэнергетических и энергетических специальностей.

УДК 621.316

ББК

© Беляков Ю.С. 2012

© ПетрГУ 2012

ISBN 5-283-04501-3

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
Лекция 1. Основные сведения о системе противоаварийного управления....	6
Лекция 2. Краткая характеристика релейной защиты (РЗ).....	11
Лекция 3. Трансформаторы тока и напряжения, источники оперативного тока. Классификация устройств РЗ.....	15
Лекция 4. Максимально – токовые защиты	23
Лекция 5. Варианты исполнения МТЗ.....	29
Лекция 6. Дифференциальные защиты.....	46
Лекция 7. Дистанционные защиты.....	49
Лекция 8. Защиты воздушных и кабельных линий электропередачи.....	55
Лекция 9. Защиты трансформаторов.....	60
Лекция 10. Защиты генераторов.....	63
Лекция 11. Защита сборных шин.....	67
Лекция 12. Защита электродвигателей.....	72
Лекция 13. Автоматика.....	77
Лекция 14. Телемеханика.....	80
Лекция 15. Основы эксплуатации.....	83
Приложение 1 Краткая история релейной защиты, автоматики и телемеханики.....	86
Приложение 2. Основные сведения о коротких замыканиях, самозапуске электродвигателей, качаниях и асинхронном режиме.....	89
Приложение 3. Схема и расчет дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора.....	98
Приложение 4. Пример расчета трехступенчатой МТЗ фидера 10 кВ.....	104
Приложение 5. Международные обозначения некоторых элементов релейной защиты и автоматики.....	107
Список литературы	108

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время электроснабжение потребителей осуществляется трехфазным переменным током, начало которого было положено в 1891 году, когда под руководством и по проекту М.О. Доливо-Добровольского была построена первая электроэнергетическая система, приуроченная к всемирной электротехнической выставке в г. Франкфурте-на-Майне. Эта первая система состояла из электрического трехфазного синхронного генератора, трехфазного повысительного трансформатора (высшее напряжение 14 кВ), трехфазной воздушной линии электропередачи, трехфазного понизительного трансформатора и трехфазного асинхронного двигателя, который вращал водяной насос главного фонтана выставки. Тогда же было продемонстрировано действие защит от коротких замыканий на линии. История не сохранила сведений о том, какие именно защитные устройства использовались. С тех пор трехфазные системы стали распространяться по всему миру.

С развитием трехфазных электроэнергетических систем и систем электроснабжения потребителей (в дальнейшем их объединим термином электрическая система) стали появляться режимы, которые были названы аварийными. К таким режимам стали относить короткие замыкания, неполнофазные режимы, синхронные качания, нередко переходящие в асинхронный ход и другие неприятные явления, нарушающие нормальное электроснабжение потребителей. Эти явления потребовали развития двух электроэнергетических направлений, а именно, расчета переходных процессов (электромагнитных, связанных с короткими замыканиями, и электромеханических, связанных с устойчивостью, качаниями и асинхронным ходом) и релейной защиты и автоматики (РЗА), и средств борьбы с этими отрицательными явлениями. Краткие, но необходимые сведения для понимания функционирования устройств РЗА об этих аварийных режимах приведены в приложении.

Отсюда следует вывод, что релейная защита и автоматика не является каким-то обособленным техническим направлением, но это направление неразрывно связано с режимами электрических систем, и изучение основ релейной защиты и автоматики возможно только на базе изучения как нормальных, так и аварийных режимов (прежде всего токов короткого замыкания). Кроме того, необходимо знание электрооборудования электрических станций и электрических сетей.

Настоящий курс РЗА предназначен для студентов, будущих специалистов энергетиков, для которых релейная защита не является профильным предметом. Этот курс дает общее представление о системе противоаварийного управления, одним из важнейших элементов которого является устройства РЗА. В основном, настоящий курс касается электрических сетей и оборудования напряжением до 110 кВ включительно. Однако, знаний, полученных из настоящего курса, будет достаточно для

изучения специальных курсов РЗА, включая защиту оборудования напряжением 220 кВ и выше.

Телемеханика является основой наблюдаемости за электрической системой, недостаточный объем наблюдаемости может привести к серьезным развитиям аварий, примером может служить московская авария, имевшая место в мае 2005 года. Кроме того, телемеханика может служить средством, повышающим скорость переключений, изменений режимов генерации активной или реактивной мощности. Однако, углубленное изучение основ телемеханики невозможно без предварительного изучения вопросов связи, вычислительной техники и программирования. Поэтому эти вопросы будут рассмотрены только с позиций применения.

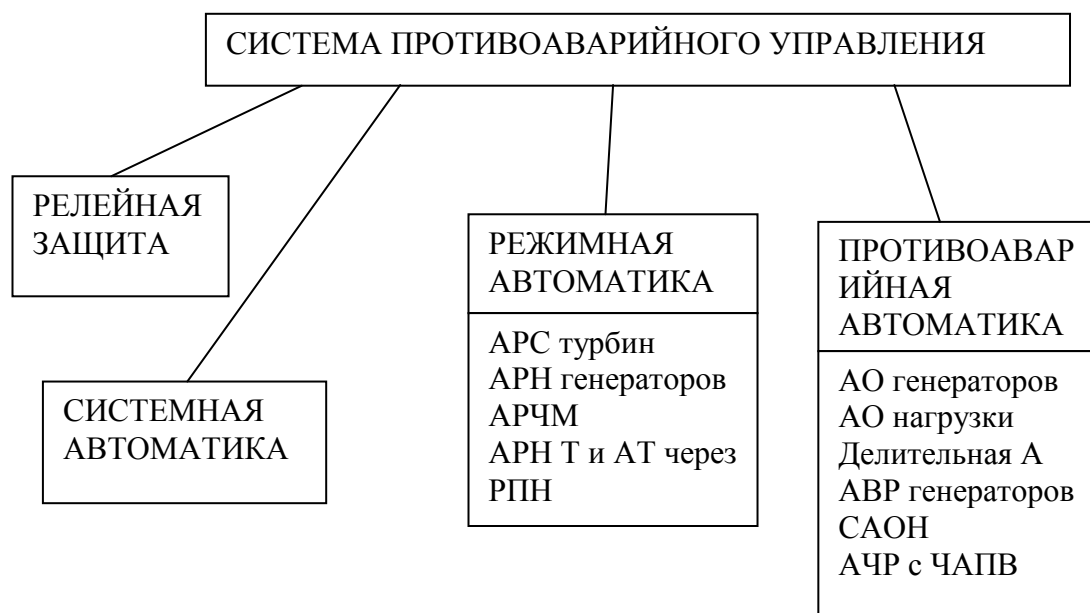
В настоящем учебном пособии принято обозначение релейной аппаратуры и других элементов русской символикой, что облегчает усвоение материала, однако в приложении дается перевод в обозначения, принятые в ЕСКД.

В приложении приведены примеры расчета дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора и защиты фидеров 10 кВ. Эта информация может быть полезна тем студентам, которые желают более глубоко вникнуть в вопросы релейной защиты.

ЛЕКЦИЯ 1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМЕ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ

Система (или комплекс) противоаварийного управления как единое целое формировалось в последние десятилетия. Основное предназначение комплекса заключается в предотвращении развития аварий, локализации аварийного очага, необходимого ввода резерва. Все эти операции, как правило, должны происходить только действием автоматических устройств, без участия оперативного персонала. Конечно, действия персонала в некоторых случаях необходимы, без них невозможно восстановить нормальный режим электроснабжения потребителей, транзит и генерацию мощности. Но это становится возможным и необходимым на втором этапе ликвидации аварийной ситуации, на первом этапе человек просто не сможет среагировать, не сможет за короткое время переработать поступающую информацию, принять решение и осуществить управляющее действие. Это под силу только специализированной автоматике, именуемой системой противоаварийного управления.

В сконцентрированном виде основная часть системы противоаварийного управления представлена на следующей диаграмме:



Здесь приведены не все виды существующих видов автоматики, но только основные, широко используемые. Рассмотрим кратко назначение приведенных видов автоматики.

Поскольку РЗ будет посвящено в дальнейшем основное внимание, здесь эти устройства подробно не рассматриваются. Следует только упомянуть, что в настоящее время к устройствам релейной защиты относят регистраторы аварийных событий (цифровой вариант допускает сочетание в одном устройстве релейной защиты и регистратора) и устройства, предназначенные для определения мест повреждения воздушных линий электропередачи.

Назначение первых следует из их названия. Они фиксируют и запоминают электрические величины как в предшествующем режиме, так и во время протекания аварийного режима. При расследовании аварии информация аварийных регистраторов приносит неоценимую пользу. Используемые устройства предназначенные для определения мест повреждения воздушных линий электропередачи весьма разнообразны. Еще работают аналоговые устройства, требующие расчета места повреждения по зафиксированным электрическим величинам с двух (или с трех) сторон линии. Но уже получают широкое распространение и дистанционные определители на микропроцессорной базе. В техническом (и даже в организационном) плане они отличаются от устройств РЗА тем, что их действие заканчивается только тогда, когда найдено место повреждения и произведен анализ погрешности расчета по отношению к факту. Существуют устройства для определения мест повреждения и кабельных линий электропередачи (локационные и другие), но они обслуживаются другими специалистами и здесь не рассматриваются.

Из системной автоматики подробно будут рассмотрены два вида АПВ (автоматическое повторное включение линий электропередачи) и АВР (автоматический ввод резерва). Кроме АПВ, которое будет рассмотрено, широко используется однофазное автоматическое повторное включение (ОАПВ) воздушных линий электропередачи (ВЛ), реже двухфазное автоматическое повторное включение (ДАПВ). Их суть заключается в том, при повреждении ВЛ выявляется конкретно, какие фазы повреждены, и отключаются только поврежденные фазы с последующим их включением, неповрежденные фазы остаются в работе. Кроме того, используют АПВ сборных шин, позволяющее в случае успешного включения автоматизировать восстановление нормальной схемы подстанции или электростанции.

Режимная автоматика имеет двойное назначение. В нормальном режиме она осуществляет регулирование электрических параметров в соответствии с заданным алгоритмом, но при возникновении аварийных ситуаций начинает действовать как элемент противоаварийного управления.

АРС турбины – автоматический регулятор скорости турбины выполняет несколько функций: пуск турбины, останов турбины, обеспечение заданной мощности на ее валу, которая передается электрическому генератору и в конечном итоге выдается в электрическую сеть. Однако при снижении или повышении частоты в электрической сети АРС турбины немедленно подключается и изменяет мощность турбины, следовательно, и мощность генератора, предотвращая аварийное снижение или повышение частоты. Известно, что частота сети зависит от баланса генерируемой электрической мощности и потребляемой (в потребляемой электрической мощности в физическом ее смысле необходимо учитывать все технические потери в электрических сетях и установках). Если генерация превышает потребление, то частота растет, при дефиците генерируемой мощности частота

уменьшается и может достигать критических значений. Первый этап предотвращения снижения частоты осуществляют АРС турбин. Сказанное относится ко всем видам турбин (гидравлическим, паровым, газовым мощностью выше 1 МВт).

Аналогично ведет себя и АРН генераторов – автоматический регулятор напряжения электрических генераторов (иногда их называют автоматическими регуляторами возбуждения (точнее тока возбуждения)). Действительно, в нормальном режиме они (АРН) поддерживают требуемое напряжение на выводах генератора или на сборных шинах, к которым подключен генератор, воздействуя на ток ротора генератора (ток возбуждения). При аварийном снижении напряжения, связанным с коротким замыканием или значительным дефицитом реактивной мощности в электрической системе, АРН генераторов переходит в режим противоаварийного управления и путем форсированного увеличения напряжения ротора генератора увеличивает ток ротора, пытается предотвратить выход генератора из синхронизма, тем самым уменьшить вероятность развития аварии. В последнее время стали широко использоваться АРН сильного действия, которые реагируют не только на изменение величины напряжения (главным образом на снижение), но и на ряд других факторов. В них относятся, скорость изменения напряжения, частота и скорость ее изменения, ток генератора и скорость его изменения. В результате использования регуляторов сильного действия повышается статическая и динамическая устойчивость синхронных генераторов и электрической системы в целом.

Аналогичными регуляторами напряжения (тока возбуждения), но несколько упрощенными, оборудуются синхронные двигатели и синхронные компенсаторы.

АРЧМ – автоматика регулирования частоты и мощности может работать в режиме регулирования частоты при отделении конкретной электрической системы или группы электростанций от объединенной энергосистемы. Вместе с тем эта автоматика может работать в режиме регулирования величины перетока мощности по слабой связи (ВЛ с ограниченной величиной передаваемой мощности), тем самым осуществляя функции противоаварийного управления.

АРН трансформаторов и АТ через РПН – автоматика регулирования напряжения, осуществляющая свое действие путем воздействия на устройство регулирования напряжения под нагрузкой трансформаторов и автотрансформаторов (АТ). В основном эта автоматика работает в нормальных режимах, осуществляя поддержание требуемого напряжения на сборных шинах. Однако при аварийном снижении напряжения она в пределах возможностей РПН пытается поднять напряжение и предотвратить нарушение электроснабжения или выдачу мощности электростанцией.

Противоаварийная автоматика представлена несколькими подвидами.

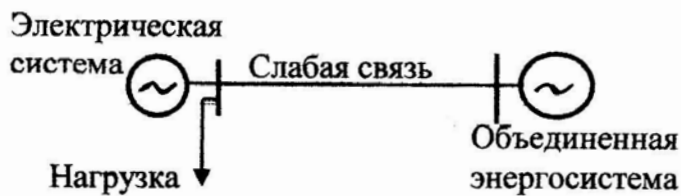


Рис. 1.1.

АО генераторов –
Автоматика отключения
генераторов. Действует при
возникновении избытка
генерирующей мощности в
электрической системе,
имеющей слабую связь с

объединенной системой. На рис. 1.1 условно показана электрическая система (слева), состоящая из генераторов и нагрузки. Избыток мощности по относительно слабой связи, представленной ВЛ, передается в объединенную систему. При отключении части нагрузки появившийся избыток мощности добавляется к перетоку мощности и сможет привести к нарушению устойчивости электрической системы. Предотвратить нарушение возможно только незамедлительным отключением части генераторов электрической системы на величину нагрузки, которую они несут:

$$\Delta P_{\text{откл.Г}} = \Delta P_{\text{Н}} - P_{\text{рез}} \quad P_{\text{рез}} = P_{\text{пред}} - P_{\text{пер}}, \quad (1.1)$$

где $P_{\text{пред}}$ – допустимый, предельный переток по ВЛ, $P_{\text{пер}}$ – фактический переток по ВЛ, $P_{\text{рез}}$ – допустимый резерв мощности ВЛ, $\Delta P_{\text{Н}}$ – величина отключившейся нагрузки, $\Delta P_{\text{откл.Г}}$ – требуемая величина мощности генераторов, подлежащая отключению. Эту операцию и выполняет АО генераторов.

АО нагрузки. – автоматика отключения нагрузки. При возникновении дисбаланса в электрической системе, вызванном отключением части генерирующей мощности и возникновении при этом угрозы нарушения устойчивости автоматика производит незамедлительное принудительное отключение части нагрузки, восстанавливая тем самым баланс генерации и потребления активной мощности. Величина необходимой отключаемой мощности нагрузки определяется следующим образом:

$$P_{\text{откл.Н}} = \Delta P_{\text{генер}} - P_{\text{пред}},$$

где $P_{\text{откл.Н}}$ – мощность нагрузки, подлежащей отключению, $\Delta P_{\text{генер}}$ – величина отключившейся генерирующей мощности, $P_{\text{пред}}$ – величина мощности, которая может быть получена по ВЛ из объединенной энергосистемы.

Делительная А – автоматика производящая деление объединенной энергосистемы на синхронно работающие части при возникновении асинхронного режима (асинхронного хода) или при приближении к нему. Существует много алгоритмов выявления асинхронного режима. Например, измеряются углы между напряжениями в удаленных друг от друга частях электрической системе. при достижении предельной величины разности этих углов производится отключение выключателя. Возможно считывание количества колебаний тока по ВЛ, которые всегда имеют место при асинхронном режиме, и при определенном их количестве также производится деление.

АВР генераторов – автоматический ввод генераторов при возникновении аварийной ситуации в электрической системе. Как правило, к этой автоматике подключаются электрические генераторы, находящиеся в резерве, и имеющие возможности быстрого пуска. К ним относятся гидрогенераторы и газотурбинные генераторы. Пуск генераторов тепловых электростанций занимает достаточно большое время, в лучшем случае возможно только оперативное увеличение генерируемой мощности, если генераторы работают с резервом мощности.

САОН – специальная автоматика отключения нагрузки. Этот вид автоматики реагирует главным образом на дефицит реактивной мощности в электрической системе, который в свою очередь вызывает снижение напряжения. При выявлении этой ситуации САОН отключает часть нагрузки, в основном потребляющую реактивную мощность, восстанавливая напряжение и сохраняя устойчивую работу генераторов и оставшейся части нагрузки. В дальнейшем, после принятия необходимых мер, отключенная нагрузка может быть включена. В конечном итоге САОН является резервом по отношению к автоматике, регулирующей напряжение в электрической системе (АРН, АРН Т и АТ).

АЧР – автоматическая частотная разгрузка реагирует на снижение частоты, что связано с дефицитом генерируемой активной мощности в электрической системе. Для восстановления баланса между генерируемой и потребляемой активной мощностью АЧР отключает часть нагрузки. После восстановления частоты возможно автоматическое включение части нагрузки (ЧАПВ), той для которой такое включение допустимо. АЧР является резервом по отношению к автоматике, реагирующей на изменение частоты, в частности на ее снижение (АРС, АРЧМ). Основная задача всех этих видов автоматики заключается в недопущении снижения частоты до критического уровня (46 -47 Гц), после которого процесс поддержания частоты уже становится невозможным. При этом резко падает производительность питательных насосов тепловых электростанций, а это около 80 % всей генерируемой электрической энергии (АЭС по сути своей тоже являются тепловыми электростанциями). Как следствие – снижение объемов пара, подаваемых на паровую турбину, снижение мощности электрических генераторов, что усугубляет уже имеющийся дефицит активной мощности. В конечном итоге – полный останов этой части электрической системы. Как правило АЧР делится на два вида. Первый – АЧР – I. Это основной вид АЧР, состоящий из нескольких ступеней. Каждая ступень имеет свою уставку по частоте (например, 49.2 – 1я ступень, 48.8 – 2я ступень, 48.2 – 3я ступень и т.д.), небольшую выдержку времени (0.3 – 0.5с.) и подключенную к ней группу потребителей, которую эта ступень отключает. Второй вид – АЧР – II. Этот вид АЧР предотвращает зависание частоты после действия АЧР – I (например на уровне 48 49 Гц). Если зависание частоты длится несколько секунд, то происходит дополнительное отключение нагрузки такой величины, чтобы частота была не менее 49 Гц.

Конечно, здесь перечислены и кратко описаны не все виды автоматики, участвующие в процессе противоаварийного управления. Например существует автоматика, осуществляющая определение необходимой дозировки воздействия на турбины и генераторы с целью предотвращения перегрузки ВЛ и в целом для сохранения устойчивости. Развивается централизованная система автоматики, построенная по иерархическому принципу: центральный комплекс, региональный комплекс, районный комплекс, исполнительные устройства.

ЛЕКЦИЯ 2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ (РЗ)

В предыдущей лекции было показано, что РЗ, входящая в систему противоаварийного управления занимает там одно из многих мест. Однако следует отметить, в системе противоаварийного управления РЗ занимает самые передовые позиции, поскольку первая встречает основное возмущение в электрических системах – короткие замыкания (КЗ) и адекватным способом реагирует на их появление.

При изучении техники РЗ рассматривают ее с различных позиций, основные из которых следующие.

Назначение РЗ, другими словами основные решаемые задачи:

1. Обеспечение устойчивой работы электрических систем и систем электроснабжения потребителей, предотвращение развития аварий.
2. Локализация поврежденного оборудования и обеспечение минимального его повреждения при коротких замыканиях.
3. Обеспечение требований охраны труда при нарушении изоляции электротехнического оборудования.

Необходимость решения этих задач возникает из следующих соображений. Известно, что КЗ сопровождаются снижением напряжения, что в свою очередь вызывает сброс электрической нагрузки генератором и при сохранении мощности турбины происходит выход генераторов из синхронизма со всеми вытекающими последствиями. Основным путем сохранения устойчивой работы генератора – быстрейшее отключение КЗ и восстановление напряжения. Следует заметить, эта задача имеет важнейшее значение при КЗ в сетях 110 кВ и выше или вблизи генераторов. В остальных случаях важнейшей становится вторая задача. Действительно, объем и стоимость послеаварийного ремонта во многом зависит от быстроты отключения КЗ. Наконец третья задача, она связана с тем, что КЗ, как правило, связано с нарушением изоляции, что особенно важно для электродвигателей, для производств, имеющих повышенную опасность.

Функции РЗ. Различают две функции РЗ:

1. Функция срабатывания при возникновении условий срабатывания.
2. Функция несрабатывания при возникновении условий несрабатывания. По другому, выполнение этой функции называется режимом ожидания.

Несмотря на простоту и очевидность функций их суть не столь простая.



Пояснение можно выполнить следующим способом (рис.2.1). Овалом с одинарной штриховкой представлено условно множество всех возможных режимов электрической системы, включая нормальные и аварийные режимы. Из всех этих режимов специалисты выбирают часть, которую относят к условиям срабатывания РЗ. Эта часть показана двойной

штриховкой. Таким образом, именно специалисты выбирают те режимы электрической системы, которые и представляют собой область действий релейной защиты. Среди них есть однозначно очевидные, например короткие замыкания, но есть и такие режимы, отнесение которых к условиям срабатывания или несрабатывания не столь очевидно. К таким можно отнести замыкание одной фазы на землю в сетях без глухого заземления нейтрали. Следует сказать, что режим ожидания является не менее важным, чем режим срабатывания. Режим ожидания предъявляет жесткие требования к стабильности параметров РЗ в условиях изменения температур окружающей среды, изменения влажности.

Технические характеристики. Основные следующие.

1. Селективность – высшее свойство защиты, обеспечивающее эффективное отключение поврежденного элемента электрической системы. Это означает, что при повреждении какого-либо элемента электрической системы, т.е. при возникновении условий срабатывания РЗ, предназначенной для защиты именно этого элемента, она срабатывает и дает команду на отключение этого элемента.
2. Быстродействие – обеспечение минимального, но технически возможного времени отключения поврежденного элемента. Выше упоминалось, что скорейшее отключение КЗ способствует сохранению устойчивости работы электрической системы и минимизирует повреждение электротехнического оборудования. Однако существуют ограничения на пути снижения времени срабатывания РЗ. Во-первых, РЗ необходимо какое-то минимальное время, что бы решить вопрос о том, относятся ли возникшие условия к условиям срабатывания. Во-вторых, в некоторых случаях, как будет показано ниже, необходимая задержка диктуется требованием селективности.
3. Чувствительность – устойчивость функционирования РЗ при возникновении условий срабатывания. Дело в том, что состав

оборудования электрической системы не является постоянным, он зависит, в частности, от сезона (осенне-зимний период – почти все оборудование в работе, летний период, период ремонтов, часть оборудования выведено из работы). Состав оборудования в свою очередь влияет на величины токов КЗ. Однако РЗ должна функционировать в соответствии с предназначением в любых режимах электрической системы.

4. Надежность функционирования. Можно говорить о надежности срабатывания при возникновении условий срабатывания и о надежности несрабатывания при возникновении условий несрабатывания. Однако, на практике принято оценивать надежность функционирования РЗ по ее действиям. Ниже приведенный анализ действий РЗ включает в себя оценку как надежности срабатывания, так и надежности несрабатывания. Анализ производится на основе статистических данных, как правило, собираемых в течение года по следующей схеме:



Все действия РЗ представляют собой сумму всех действий РЗ, которые имели место за изучаемый период времени (обычно за год), включая те действия, которые должны быть, но не состоялись из-за отказа РЗ в действии. Правильные действия это те действия РЗ, которые происходили в соответствии с предназначением. Не правильные действия это те действия РЗ, которые произошли не в соответствии с предназначением. Сюда же включаются те действия РЗ, которые должны быть, но не состоялись. В свою очередь все неправильные действия делятся на:

- Излишние действия это действия РЗ при возникновении условий срабатывания, но для другой защиты. Излишнее действие рассматриваемой РЗ может произойти раньше или одновременно той, другой РЗ, для которой это повреждение предназначено.

- Ложные действия связаны с отсутствием условий срабатывания, но несмотря на отсутствие условий действие РЗ все же произошло.

- Отказы, условия срабатывания налицо, но ожидаемого действия не произошло, т.е. произошел отказ.

Каждое неправильное действие РЗ можем иметь объективную причину (старение, износ устройств РЗ или изоляции, воздействие внешних факторов) или субъективную, которую принято называть человеческим фактором

(неправильный выбор параметров настройки или неправильная настройка правильно выбранных параметров, ошибки оперативного персонала и др.). Именно неправильные действия представляют наибольший интерес, именно изучение причин их появления позволяет делать выводы о необходимости совершенствования устройств РЗ, об их замене, внеочередной проверке, переходе на новую элементную базу и т.п.

Невыясненные действия, Если в результате расследования аварийного события не удалось доказать, что действие РЗ было правильным с одновременным отсутствием доказательств неправильного действия или вообще осталось непонятным было ли действие РЗ, то такие случаи относят к категории не выяснено.

В конечном итоге определяется коэффициент правильных действий:

$$K_{\text{ПД}} = \frac{N_{\text{ПД}}}{N_{\text{ПД}} + N_{\text{НЕПД}}} \cdot 100\% , \quad (2.1)$$

где $N_{\text{ПД}}$ – количество случаев действий РЗ с оценкой «правильно», $N_{\text{НЕПД}}$ – количество случаев действия РЗ с оценкой «не правильно».

Опыт прошлых лет показал, что коэффициент правильных действий колебался около 99 %.

Основная блок-схема. Теперь можно построить основную блок-схемы РЗ (рис. 2.2), которая отражает принципы построения РЗ прошлых лет, тех которые выпускаются в настоящее время и будут выпускаться в ближайшем будущем.

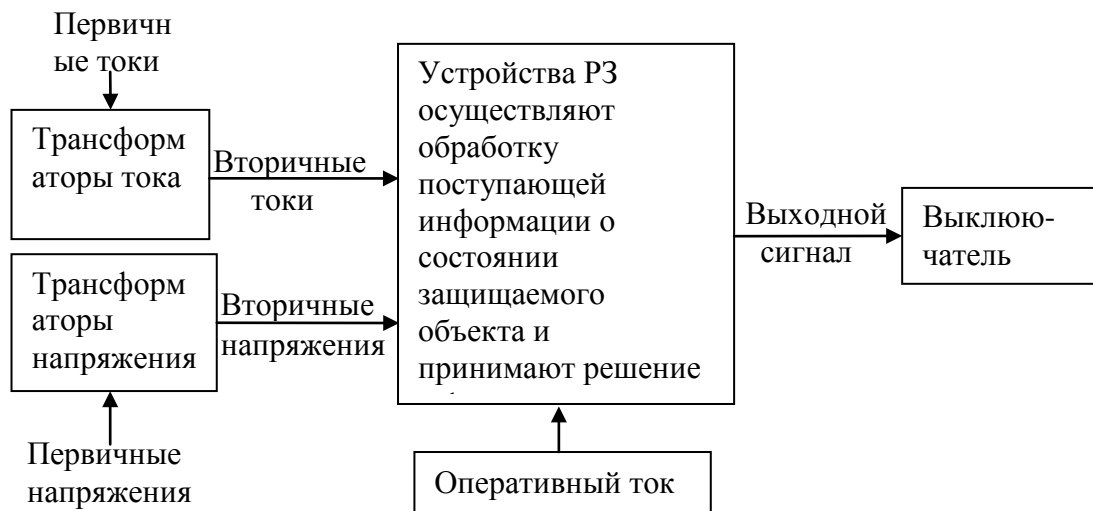


Рис.2.2.

Источниками информации о состоянии защищаемого объекта являются трансформаторы тока и трансформаторы напряжения. Их задача заключается в том, чтобы первичные (силовые) токи и первичное высоковольтное напряжение преобразовать в пропорциональные им вторичные токи и напряжения той величины, которая может быть воспринята устройствами РЗ. Подробнее об этих трансформаторах будет сказано в лекции 3.

Оперативный ток необходим для питания устройств РЗ, он создает энергетическую базу, необходимую для функционирования устройств РЗ. Подробнее об оперативном токе также будет сказано в лекции 3.

Действием РЗ считается появление на выходе выходного сигнала, который направляется в сторону выключателя и, воздействуя через соленоид отключения на механизм свободного расцепления выключателя, отключает его. Выключателей может быть несколько, например, существуют схемы с двумя выключателями на присоединение, отключение сборных шин требует отключения всех выключателей всех присоединений.

Из изложенного следует, что процесс защиты элемента электрической системы заключается в срабатывании РЗ, что эквивалентно появлению выходного сигнала и процесса отключения выключателя (или выключателей). Поэтому распространенное выражение, что РЗ отключила какое-то присоединение, следует понимать в вышеупомянутом смысле.

ЛЕКЦИЯ 3. ТРАНСФОРМАТОРЫ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ, ИСТОЧНИКИ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА, КЛАССИФИКАЦИЯ УСТРОЙСТВ РЗ

Трансформаторы тока выполняют две основные функции:

1. Источника информации для устройств РЗ. В устройства РЗ они подают вторичный ток пропорциональный первичному току, протекающему по силовому оборудованию.
2. Изоляции вторичных цепей от первичных, находящихся под высоким напряжением.

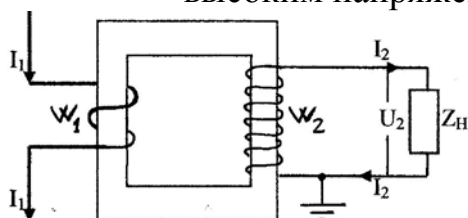


Рис. 3.1.

Трансформатор тока представляет собой электромагнитный аппарат, состоящий из магнитопровода и двух обмоток, первичной и вторичной (рис. 3.1). Первичная обмотка состоит из нескольких витков (иногда даже из одного), выполненных проводом, рассчитанным на протекание первичного

номинального тока, который может иметь значения от 15 А до 24000 А. Вторичная обмотка имеет большое количество витков и изготавливается в двух вариантах: с номинальным током 5 А и номинальным током 1 А. Выполнение второй функции трансформатором тока требует заземления вторичной обмотки. На рис. 3.1 показано, что ко вторичной обмотке подключено сопротивление нагрузки (Z_H), которое может представлять собой

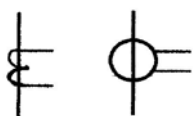


Рис. 3.2.

токовую обмотку измерительных приборов (амперметров, ваттметров, счетчиков электрической энергии и т.п.) или устройства РЗ. Однако, в любом случае сопротивление нагрузки должно быть меньше допустимого, указанного в паспорте завода изготовителя ($Z_H \leq Z_{доп}$).

На схемах трансформаторы тока могут иметь два равноправных обозначения, показанные на рис. 3.2. При изложении материала будут использоваться оба обозначения.

Кроме упомянутой допустимой величины сопротивления нагрузки заводы изготовители дают следующие сведения о выпускаемых трансформаторах тока. Номинальное напряжение говорит только о том, на какой класс напряжения рассчитана изоляция его первичной обмотки. Далее, это коэффициент трансформации:

$$K_{TT} = \frac{W_2}{W_1} = \frac{I_1}{I'_2}, \quad (3.1)$$

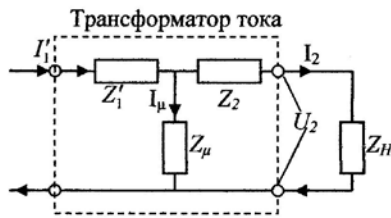


Рис. 3.3.

где I'_1 - идеальный вторичный ток, который мог бы быть, если бы не было погрешностей трансформатора тока. Различают три вида погрешностей трансформаторов тока: токовую погрешность, угловую и полную. Суть этих погрешностей поясняется схемой замещения трансформатора тока (рис.3.3) и векторной диаграммой (рис. 3.4). Основным источником погрешности – ток намагничивания, который представляет собой разность магнитных потоков, образуемых первичным и вторичным токами. Из (3.1) и рис. 3.4 следует:

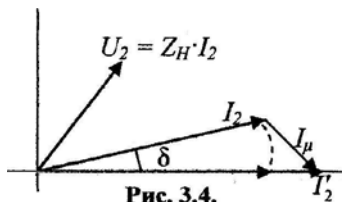
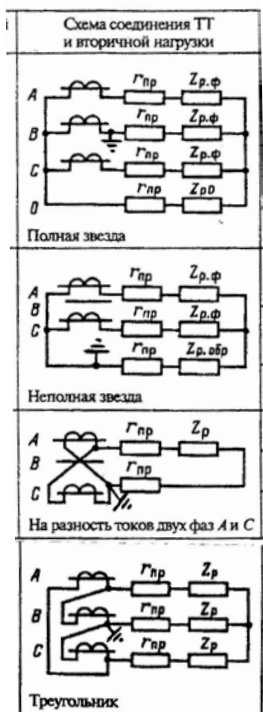


Рис. 3.4.

$$I'_2 = \frac{I_1}{K_{TT}} \quad f_i = \frac{I'_2 - I_2}{I'_2} \cdot 100\%, \quad (3.2)$$

т.е. определена токовая погрешность f_i . Угловая погрешность определяется однозначно, как угол между векторами токов I_2 и I'_2 . Эти две погрешности играют принципиальную роль при измерениях мощности или электроэнергии. Для целей измерений заводы предусматривают магнитопроводы и соответственно вторичные обмотки, которые обозначаются классом точности, выраженном в % (0.2; 0.5; 1.0; 3.0). Для релейной защиты используются отдельные магнитопроводы и обмотки, обозначаемые символом «Р», для которых важна полная погрешность трансформаторов тока, которая определяется следующим образом:

$$\varepsilon = \frac{I_\mu}{I'_1} \cdot 100\%. \quad (3.3)$$



Для этих обмоток заводы дают дополнительную информацию о допустимой кратности тока КЗ, протекающего по первичной обмотке, при которой полная погрешность не превышает 10 % при условии, что нагрузка на вторичную обмотку не превышает допустимую. На основе этих данных строятся расчеты параметров работы почти всех устройств РЗ. Конечно, возможно и желательно определение фактических полных погрешностей трансформаторов тока, однако их определение представляет сложный процесс и выполняется редко.

Для РЗ используются различные схемы соединения трансформаторов тока, их количество достаточно велико,

ниже рассмотрены основные, наиболее часто встречающиеся (рис. 3.5).

Полная звезда используется в электрических сетях и вообще на присоединениях, у которых нейтраль имеет глухое заземление, поскольку в этих случаях необходимо контролировать токи каждой фазы.

Неполная звезда применяется в сетях и присоединениях, где нейтраль не имеет глухого заземления (изолирована, заземлена через дугогасящий реактор или токоограничивающий резистор). В этом случае нет необходимости контролировать ток каждой фазы, поскольку в этих сетях возможны только междуфазные КЗ. Ток в нижнем проводе фактически есть ток фазы «В», но с обратным знаком. В результате – экономия на одном трансформаторе тока.

Рис.3.5. Включение трансформаторов тока на разность токов двух фаз возможно также только в сетях без глухого заземления нейтрали, но еще и в тех случаях, когда используются упрощенные варианты РЗ.

Соединение в треугольник иногда позволяет повысить чувствительность релейных защит, кроме того, используется при построении защит трансформаторов с целью компенсации угловых сдвигов токов со стороны высшего и низшего напряжения, определяемых различными группами соединения обмоток трансформаторов.

На всех схемах заземление вторичных обмоток трансформаторов тока произведено только в одной точке, несмотря на разветвленность цепей. Это связано с тем, при появлении второго заземления возможно появление паразитных токов, которые могут привести к ложным срабатываниям РЗ. Из приведенных схем также видно, что нагрузка на трансформаторы тока состоит из сопротивлений проводов и сопротивлений самой РЗ.

Следует отметить недопустимость увеличения нагрузки на вторичные обмотки трансформаторов тока свыше величины, указанной заводом изготовителем. Предельная нагрузка может задаваться двояко. Первый вариант – задание предельного значения сопротивления нагрузки, и условия $Z_H \leq Z_{\text{доп}}$. Второй вариант – задание предельной мощности, отдаваемой вторичной обмоткой и условия $S_H \leq S_{\text{доп}}$. Существует связь между мощностью и сопротивлением нагрузки:

$$S = Z \cdot I^2. \quad (3.4)$$

Особенно недопустимым является разрыв цепи вторичной обмотки. Вторичная обмотка трансформатора тока должна быть замкнута на сопротивление нагрузки или замкнута накоротко. Это связано с тем, что при разрыве вторичной цепи в ней отсутствует ток, не создается магнитный поток, направленный против магнитного потока первичной обмотки, и этот магнитный поток первичной обмотки создает во вторичной обмотке очень большую электродвижущую силу опасную для изоляции. Сам магнитопровод переходит в режим глубокого насыщения, в нем резко увеличиваются потери и происходит его перегрев переходящий в воспламенение.

Конструкции трансформаторов тока весьма разнообразны. На напряжении 6 – 10 кВ используют так называемые литые трансформаторы

тока, у которых вся электромагнитная часть залита эпоксидной смолой. На более высоком напряжении используют трансформаторное масло в качестве изоляции, их помещают в фарфоровую рубашку, куда и заливают масло. В последнее время появились трансформаторы тока с элегазовой изоляцией. Иногда трансформаторы тока совмещают с проходными изоляторами или их помещают в высоковольтные вводы трансформаторов.

Трансформаторы напряжения также выполняют две функции:

1. Получение вторичного напряжения пропорционального первичному, но по величине принимаемой РЗ.
2. Изоляции вторичных цепей от первичных, находящихся под высоким напряжением.

Трансформатор напряжения (рис.3.6) состоит из магнитопровода, высоковольтной обмотки с большим числом витков, рассчитанной на соответствующее номинальное напряжение и вторичной обмотки, создающей напряжение приемлемое для РЗ и для целей измерения.. Поскольку трансформаторы напряжения выполняют функции изоляции, то для обеспечения безопасного проведения работ во вторичных цепях вторичная обмотка должна быть заземлена в одной точке. Первичная обмотка одним концом соединяется с шинами или ВЛ, на которых измеряется напряжение, другим концом обязательно соединяется с землей (заземляется путем соединения с заземляющим контуром). Номинальное напряжение первичных обмоток, указанное заводом изготовителем соответствует линейному напряжению соответствующего класса напряжения электрической сети. в то время, как первичная обмотка рассчитана на фазное напряжение и подключена к нему. Это связано с тем, что

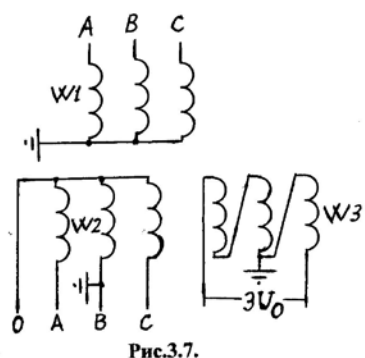


Рис.3.7.

реальные трансформаторы напряжения представляют комплект, состоящий из трех трансформаторов, подключенных к каждой фазе. Те же реальные трансформаторы имеют две вторичные обмотки, одна из которых соединяется в звезду с выводом провода от нейтрали, вторая обмотка соединена в открытый (или разомкнутый треугольник). Схема соединений классического трансформатора напряжения показана на рис. 3.7. Здесь обозначены: W1 - первичная обмотка, рассчитанная на соответствующее номинальное первичное напряжение, W2 – вторичная обмотка, позволяющая получить шесть напряжений (три линейных АВ, ВС и СА) и три фазных (A0, B0 и C0). Причем вторичные номинальные напряжения нормируемые, именно, линейные напряжения 100 В, фазные $100/\sqrt{3} = 57.73$ В. W3 – вторая вторичная обмотка, у которой обмотки фаз соединены между собой в открытый (разомкнутый) треугольник. Эта обмотка имеет нормируемое

номинальное напряжение 100 В. Она предназначена для выявления пофазной несимметрии первичного напряжения, что характерно для замыканий на землю в сетях без глухого заземления нейтрали и для однофазных и двухфазных коротких замыканий на землю в сетях с глухим заземлением нейтрали. В связи с этим заводы дают следующие сведения о коэффициенте трансформации трансформаторов напряжения:

$$K_{TH} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot \frac{100}{\sqrt{3}}} = \frac{U_H}{100}, \quad (3.5)$$

где первая дробь определяет коэффициент трансформации относительно обмотки W2, вторая относительно обмотки W3.

Заводы выпускают трансформаторы напряжения с различными классами точности: 0.2; 0.5; 1.0 и 3.0 выраженными в %. В отличие от трансформаторов тока к обмоткам трансформаторов напряжения могут подключаться как электроизмерительные приборы, так и устройства РЗ при условии, что суммарная потребляемая мощность не будет превышать допустимую, указанную заводом изготовителем. Допустимая мощность, выражаемая в ВА, может быть связана с допустимым сопротивлением нагрузки:

$$S = \frac{U^2}{Z}, \quad (3.6)$$

где U – вторичное линейное напряжение, Z – сопротивление нагрузки. Условие допустимости теперь выглядит следующим образом:

$$Z_H \geq Z_{\text{доп}}, \quad (3.7)$$

т.е. сопротивление нагрузки должно быть больше допустимого сопротивления. Отсюда следует, что вторичные обмотки трансформаторов напряжения могут работать при разомкнутой на холостом ходу и не допуская замыкания на коротко.

Обмотка, соединенная в открытый треугольник, выделяет утроенное напряжение нулевой последовательности. При подключении первичной обмотки к симметричному трехфазному напряжению на открытом треугольнике теоретически должно быть нулевое напряжение, практически, из-за погрешностей появляется напряжение небаланса, которое обычно не превышает 3 В. В общем виде напряжение нулевой последовательности определяется по формуле:

$$3 \cdot U_0 = \dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C, \quad (3.8)$$

т.е. как геометрическая сумма векторов напряжений трех фаз. Если все три вектора равны и сдвинуты на угол 120 градусов, то их геометрическая сумма равна нулю. Если же один из векторов отличается от двух других, то их геометрическая сумма может быть не равна нулю и появляется напряжение нулевой последовательности. Пример

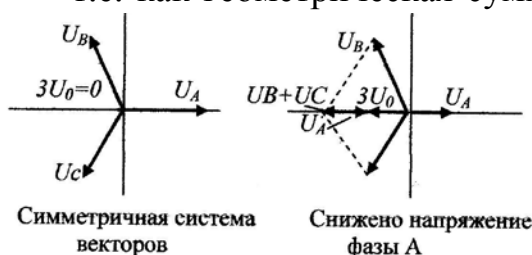


Рис. 3.8.

такой векторной диаграммы показан на рис. 3.8. Слева изображена симметричная система векторов напряжений и напряжение нулевой последовательности равно нулю. Справа – напряжение фазы А снижено и на открытом треугольнике появляется утроенное напряжение нулевой последовательности.

Конструкции трансформаторов напряжения как и трансформаторов тока разнообразны. Они бывают в трехфазном и однофазном исполнении, с литой и масляной изоляцией, в последнее время – с элегазовой изоляцией. Если в обозначение добавлена буква А, то это означает, что трансформатор напряжения выполнен в антирезонансном варианте. Он не боится и предотвращает феррорезонансные явления в сетях 6 – 10 – 35 кВ. Например, обозначение НАМИ – 10 расшифровывается как трансформатор напряжения, антирезонансный с масляной изоляцией и с обмоткой для контроля изоляции (с обмоткой, соединенной в открытый треугольник), рассчитанный на напряжение 10 кВ.

Источники оперативного тока. Существует три способа получения оперативного тока. Первый способ получения постоянного оперативного тока с использованием аккумуляторной батареи. Второй способ получения оперативного постоянного тока, основанный на выпрямлении переменного тока. Третий способ заключается в использовании самого переменного тока в качестве оперативного.

Оперативный ток с использованием аккумуляторной батареи.

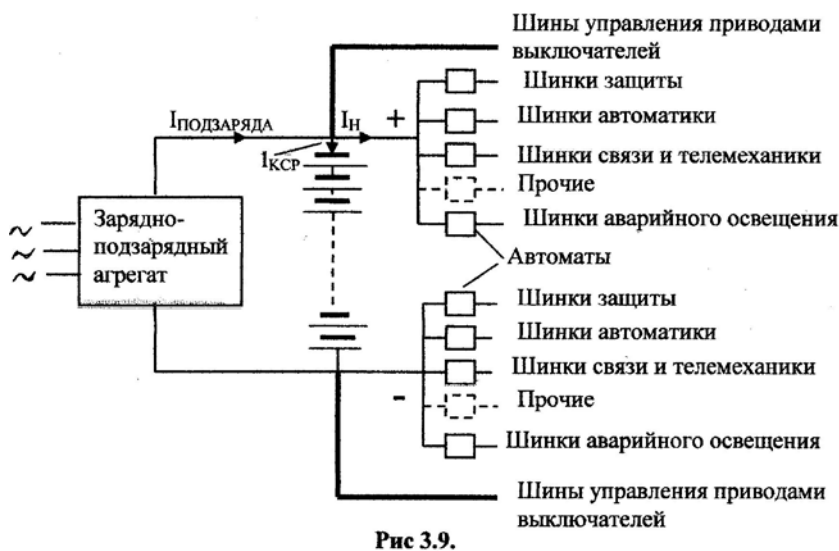


Рис 3.9.

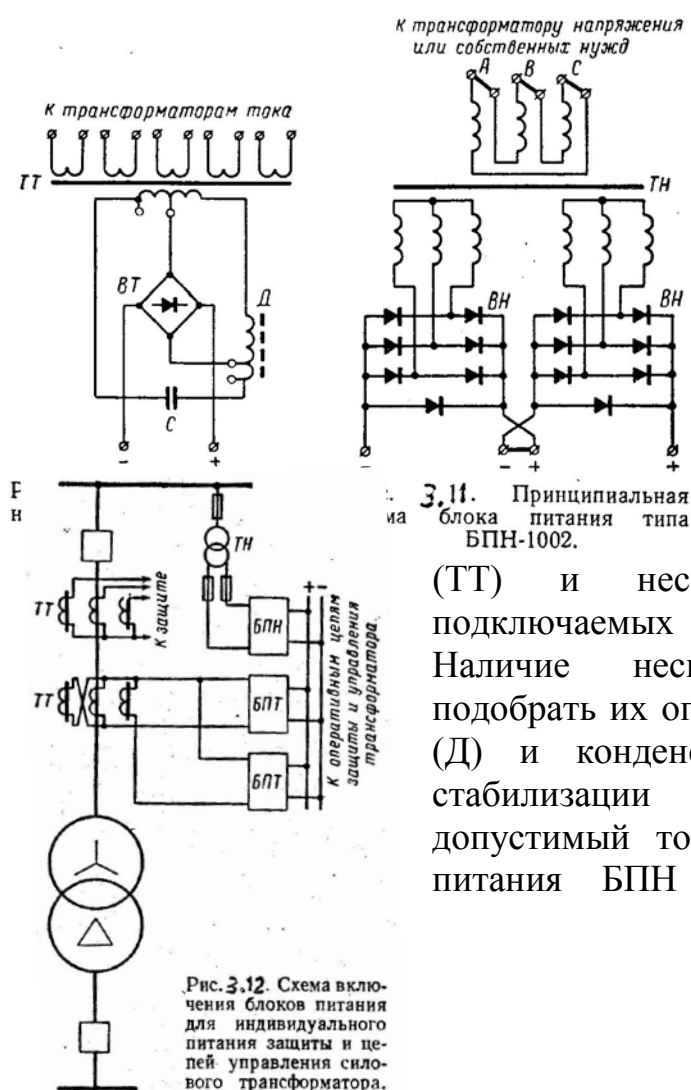
Принципиальная схема получения такого оперативного тока показана на рис. 3.9.

Аккумуляторная батарея работает совместно с зарядно-подзарядным агрегатом, который представляет собой управляемое выпрямительное устройство, преобразующее

подаваемое на вход трехфазное переменное напряжение 380 В в напряжение постоянного тока. Агрегат может работать в двух режимах. В режиме заряда аккумуляторной батареи он выдает ток, необходимый для заряда (десятки Ампер). Основной режим работы аккумуляторной батареи это режим подзаряда. В этом случае агрегат выдает ток подзаряда, состоящий из двух составляющих: I_H – ток потребляемый всеми потребителями постоянного тока, в том числе устройствами РЗ, автоматики и т.д., $I_{КСР}$ – ток компенсации саморазряда батареи, этот ток обеспечивает полное заряженное состояние

батареи. $I_{\text{ПОДЗАРЯДА}}$ - ток равный сумме двух предыдущих токов. Питание потребителей постоянного оперативного тока осуществляется через автоматы, защищающие от коротких замыканий в оперативных цепях. Далее образуются шинки питания отдельных потребителей, в том числе питания устройств релейной защиты, автоматики, управления выключателями и других. Если привод выключателя требует больших токов при включении (электромагнитные приводы), их питание организуется через особые, силовые шины. Таким образом, в нормальном режиме оперативный ток фактически обеспечивается зарядно-подзарядным агрегатом, работающим в режиме подзаряда. Аккумуляторная батарея в этом случае осуществляет процесс сглаживания пульсирующего выпрямленного тока. Сама аккумуляторная батарея работает в следующих случаях. В импульсном режиме, когда требуется большие токи для включения выключателей. При исчезновении переменного тока, подаваемого на вход зарядно-подзарядного агрегата, например, при исчезновении собственных нужд на подстанции или электростанции. В этом заключается одно из главных преимуществ такой системы оперативного тока, даже при полном погашении подстанции или электростанции все устройства РЗ, автоматики, управления, связи остаются в работе. И что важно, обеспечивается аварийное освещение. Все это способствует быстрейшему восстановлению нормального режима.

Недостатком такой системы оперативного тока является необходимость больших затрат на ее реализацию. Требуется строительство дополнительных помещений с особыми требованиями, требуется система вентиляции и т.д.



Существуют упрощенные системы получения оперативного постоянного тока с помощью блоков питания. Различают блоки питания, подключаемые к источникам напряжения (БПН) и к источникам тока, т.е. к трансформаторам тока (БПТ). Примеры схем этих устройств показаны на рис. 3.10 и 3.11. Устройство БПТ имеет насыщающийся трансформатор (ТТ) и несколько первичных обмоток, подключаемых и трансформаторам тока. Наличие нескольких обмоток позволяет подобрать их оптимальное количество. Дроссель (Д) и конденсатор (С) предназначены для стабилизации напряжения. Длительно допустимый ток блока составляет 7 А. Блок питания БПН может подключаться как к

трансформатору напряжения (если позволяет его общая нагрузка) или к трансформатору собственных нужд. Возможность переключения первичной обмотки со звезды на треугольник и возможность параллельного или последовательного соединения выпрямителей позволяет получить требуемое напряжение постоянного тока.

Чаще всего используют совместно блоки БПТ и БПН. Это обусловлено следующими обстоятельствами. В нормальном режиме основным источником выпрямленного оперативного тока является блок БПН. Однако, при близких КЗ напряжение может существенно снизиться и тогда основным источником становится блок БПТ, поскольку токи КЗ имеют величины достаточные для питания блока БПТ. Пример такого совместного использования блоков показан на рис. 3.12.

Наконец, существуют устройства РЗ, работающие непосредственно на оперативном переменном токе. Примеры таких устройств РЗ будут рассмотрены в дальнейшем.

Классификация устройств РЗ. Классификацию устройств РЗ осуществляют по нескольким направлениям, а именно:

1. По принципу действия, при этом различают: максимально-токовые защиты (МТЗ); дифференциальные защиты в вариантах: дифференциальные токовые, дифференциально-фазные защиты; дистанционные защиты и защиты, использующие не электрические процессы для выявления повреждения, например газовые защиты трансформаторов. Существуют разработки устройств РЗ, основанные на использовании волновых процессов, однако их описание находится далеко за рамками нашего курса.
2. По защищаемым элементам. эта классификация определяет объем средств защиты каждого элемента электрической системы или системы электроснабжения, т.е. генераторов, трансформаторов, линий электропередачи, электродвигателей, сборных шин и т.д.
3. По селективности. Как отмечалось выше, селективность есть важнейшая техническая характеристика РЗ. Однако для некоторых видов РЗ требуется большая предварительная работа специалистов, что бы добиться реализации селективности. Другими словами необходимо согласование различных устройств РЗ между собой. Такие устройства называются устройствами РЗ с относительной селективностью. К ним относятся МТЗ, дистанционные защиты. Вместе с ними имеются устройства РЗ, которые по своему принципу действия селективны, их называют устройствами РЗ с абсолютной селективностью. Это, прежде всего, все виды РЗ, построенные на дифференциальном принципе.
4. По элементной базе.. Различают устройства РЗ, построенные с использованием электромеханических реле, с использованием статических реле или с использованием аналоговой вычислительной техники, наконец, микропроцессорные

устройства РЗ, которые используют достижения цифровой техники.

5. По назначению. Согласно этому признаку все виды РЗ делятся на основные и резервные. Суть этого деления следующая. Основные защиты предназначены для защиты тех элементов электрических систем и систем электроснабжения, для которых они предназначены. Если, например, повредился генератор, то должна сработать его собственная защита (см. пункт 2) и дать команду выключателю на его отключение. Резервные защиты имеют право (и должны) работать в тех случаях, когда отказала основная защита смежного (соседнего) или не отключился его выключатель при действии основной защиты. В этих случаях резервная защита отключает смежный элемент, на котором она и устанавливается, выполняя при этом основной принцип: короткое замыкание должно быть отключено в любом случае.
6. По оперативному току. Этот вопрос фактически уже был рассмотрен ранее.

Дальнейшее изучение РЗ будем осуществлять в соответствии с приведенной классификацией.

ЛЕКЦИЯ 4. МАКСИМАЛЬНО-ТОКОВЫЕ ЗАЩИТЫ

В настоящей лекции будут рассмотрены максимально-токовые защиты (МТЗ) предназначенные для защиты присоединений от междуфазных КЗ. Изложение вопросов, касающихся МТЗ, будет произведено с использованием логических блок-схем с дальнейшим описанием некоторых конкретных их реализаций. Использование логических блок-схем, даже в настоящее время, принято не всеми авторами работ по РЗ. Однако, их использование представляется целесообразным по следующим соображениям:

1. Блок-схемы позволяют даже не специалистам в области РЗ быстро понять основной принцип действия РЗ, понять логику действия.
2. Цифровые микропроцессорные РЗ, логика действия которых определяется только программой, заложенной в устройство, не имеют наглядных схем, подобных схемам традиционных электромеханических РЗ. Однако логика их действий аналогична логике действия традиционных защит. Таким образом, их объединяет логическая блок-схема.

На рис. 4.1 показана блок-схема, отражающая логику действия традиционной, трехступенчатой МТЗ. Согласно приведенной в главе 3 классификации две первые ступени выполняют роль основной защиты, третья ступень выполняет роль резервной защиты. Расшифровывается блок-схема следующим образом.

От трансформаторов тока на измерительные релейные устройства подается ток, пропорциональный первичному току, Это может быть ток нагрузки или ток КЗ. Измерительные релейные устройства занимаются решением вопроса, является ли поступивший ток меньше заданного тока



Рис. 4.1.

уставки или он больше тока уставки. Если поступивший ток меньше, то на выходе устройства нет сигнала, если больше, то срабатывает блок Да и на выходе появляется сигнал. Ток уставки еще называют током срабатывания, он определяется на основе расчета токов КЗ и по правилам согласования защит для обеспечения принципа селективности. Принципы выбора токов срабатывания будут приведены ниже. Первая ступень, как правило, действует со своим естественным временем и не имеет специальной, искусственной задержки, поэтому блок-схема показывает, что появившийся сигнал от первой ступени сразу действует на отключение выключателя соответствующего присоединения. Точнее, выходной сигнал действует на соленоид отключения выключателя, который втягивает якорек, выполненный из ферромагнитного материала, последний воздействует на механизм свободного расцепления, который и позволяет главной пружине выключателя разомкнуть контакты выключателя.

Вторая ступень имеет меньшую уставку току, но работает с дополнительной заданной выдержкой времени (t_{yII}), отображаемой соответствующим логическим блоком. Третья ступень осуществляет процесс резервирования, поэтому ее уставка по току меньше уставки второй ступени, но зато она имеет большую выдержку времени. После отработки заданной выдержки времени и при условии, что ток КЗ не исчез на выходе соответствующей ступени МТЗ, появляется выходной сигнал, который также действует на отключение выключателя. Соотношения величин настройки следующие:

$$I_{yI} > I_{yII} > I_{yIII} \quad t_{yII} < t_{yIII} \quad (4.1)$$

На рис. 4.2 приведена карта селективности, которая наглядно показывает

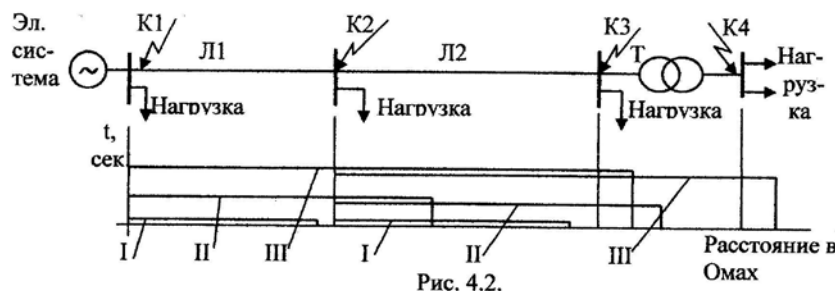


Рис. 4.2.

соотношения между параметрами срабатывания ступеней МТЗ. Такая карта ложится в основу расчетов параметров срабатывания МТЗ смежных элементов

электрической системы. Однако, прежде чем начать расчет параметров срабатывания МТЗ необходимо рассчитать токи КЗ в узлах указанных на рис. 4.2. При этом необходимо определить максимальные токи КЗ при трехфазном КЗ и минимальные токи КЗ при двухфазном КЗ.

Рассмотрим вначале выбор параметров срабатывания Л2. Первая ступень МТЗ, которую еще называют токовой отсечкой, выбирается так, чтобы эта ступень не чувствовала КЗ в конце Л2. Зона действия этой ступени не доходит до конца Л2 (рис. 4.2). Ток срабатывания определяется из следующих условий:

$$I_{yЛ2} = I_{КЗ}^{(3)} \cdot k_3 \quad (4.2)$$

здесь $I_{КЗ}^{(3)}$ - ток трехфазного КЗ (здесь и далее верхний индекс будет обозначать вид КЗ, а нижний индекс – место КЗ) в узле КЗ, $k_3 = 1.15 - 1.25$ – коэффициент запаса или отстройки. Эффективность первой ступени сводится к проверке чувствительности при двухфазном КЗ в начале Л2:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{yЛ2}} \geq 1.2. \quad (4.3)$$

Вторая ступень определяется из двух условий. Первое условие заключается в том, чтобы чувствовать КЗ в конце Л2 при междуфазном КЗ и минимальном режиме. Второе условие сводится к отстройке от трехфазного КЗ в узле К4, т.е. от КЗ за трансформатором. Эти условия сводятся к решению следующих неравенств:

$$I_{yЛ2} \leq \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{k_{\text{ч}}} \quad I_{yЛ2} \geq k_3 \cdot I_{К4}^{(3)}, \quad (4.4)$$

которые отражают обеспечение чувствительности при КЗ в конце Л2 и в то же время отстройку от КЗ за трансформатором. Выдержка времени второй ступени МТЗ должна обеспечить приоритет срабатывания защит трансформатора при его повреждении со стороны высшего напряжения, т.е.:

$$t_{yЛ2} = t_{\text{защит Т}} + \Delta t. \quad (4.5)$$

Обычно $\Delta t = 0.4 - 0.6$ секунды.

Третья ступень, выполняя функции резервирования в то же время должна быть отстроена от максимальных токов нагрузки или от токов самозапуска асинхронных электродвигателей при их наличии. Решение двух следующих неравенств обеспечивает выполнение этих условий:

$$I_{yЛ2} \leq \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{k_{\text{ч}}} \quad I_{yЛ2} \geq k_3 \cdot I_{\text{отстройки}}, \quad (4.6)$$

где ток отстройки принимается равным или току нагрузки или току самозапуска асинхронных электродвигателей. Необходимые сведения о процессе самозапуска есть в приложении 2. Выдержка времени третьей ступени определяется таким образом, чтобы дать возможность с опережением сработать защита фидеров, отходящих от шин со стороны низшего напряжения трансформатора.

Параметры срабатывания МТЗ Л1 выбираются на основе упомянутых выше принципов, с дополнительными согласованиями с МТЗ Л2. Согласование заключается в следующем.

Действие второй ступени МТЗ Л1 должно закончиться раньше, чем действие первой ступени Л2, что и показано на рис. 4.2. Выдержка времени этой ступени также должна быть согласованной:

$$t_{yII1} = t_{yII2} + \Delta t. \quad (4.7)$$

Далее, действие третьей ступени. Осуществляя принцип резервирования третья ступень должна чувствовать двухфазные КЗ в узле КЗ, но ее действие должно закончиться раньше, чем закончится действие второй ступени Л2. В этом заключается согласование с МТЗ Л2. Выдержка времени этой ступени определяется следующим образом:

$$t_{yIII1} = t_{yIII2} + \Delta t. \quad (4.8)$$

В некоторых случаях для повышения чувствительности к несимметричным двухфазным КЗ в минимальном режиме идут на усложнение МТЗ, разделяя ступень на две части, первая часть предназначена для трехфазных симметричных КЗ, вторая для междуфазных. Блок схема такой МТЗ с разделением третьей ступени показана на рис. 4.3.

В некоторых случаях не удастся отстроиться от токов самозапуска, в этих случаях приходится усложнять МТЗ, на основе следующих соображений. Токи самозапуска симметричные, соизмеримые с токами двухфазного КЗ. Токи трехфазного КЗ в большинстве случаев больше токов самозапуска. Кроме того при самозапуске напряжение на шинах, от которых отходит Л2 снижается меньше по сравнению со снижением напряжения при трехфазных КЗ. Отсюда возникает два варианта построения МТЗ.

Первый вариант разделяет выбранную ступень МТЗ на две части. Первая часть настраивается на отключение симметричных трехфазных КЗ, вторая часть настраивается на отключение несимметричных двухфазных КЗ. Пример такого разделения третьей ступени МТЗ показан на блок-схеме рис. 4.3. Уставка, обозначенная I_{yIII3} , соответствует настройке для отключения трехфазных КЗ (индекс 3). Уставка, обозначенная I_{yIII2} , соответствует настройке для отключения двух фазных КЗ (индекс 2). Однако эта часть защиты работает совместно с блокировкой по напряжению обратной последовательности (нижняя часть схемы). Здесь обозначение ФНОП

означает – фильтр напряжения обратной последовательности, который из несимметричного трехфазного напряжения, которое возникает при двухфазном КЗ, выделяет напряжение

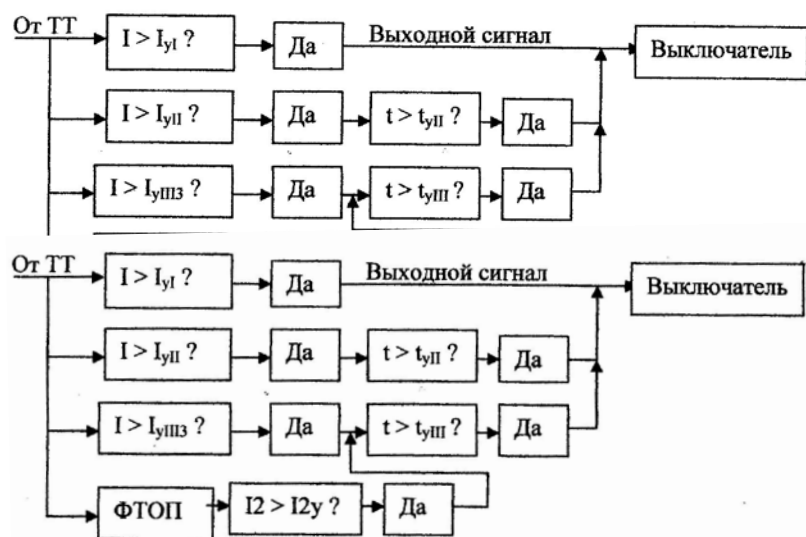


Рис. 4.4.

обратной последовательности. Появление этого напряжения подтверждает наличие несимметричного КЗ, и если его величина превышает значение уставки, то сигнал поступает на блок «И». Логический блок «И» выдает сигнал только в том случае, если на его вход поступает одновременно два сигнала, в данном случае от токового элемента и от напряженческого. В случае поступления двух сигналов на вход логического элемента выходной сигнал запускает элемент выдержки времени и далее производится отключение выключателя. При этом возможно условие $I_{yII2} < I_{yII3}$, что и определяет повышенную чувствительность к междуфазным КЗ. Иногда вместо блокировки по напряжению обратной последовательности используют фильтр тока обратной последовательности, который выделяет ток обратной последовательности из несимметричной системы векторов токов, возникающих при междуфазных КЗ (рис. 4.4).

Второй вариант использует различную степень снижения напряжения при КЗ и самозапуске асинхронных электродвигателей. В этом случае соответствующую ступень МТЗ выполняют с блокировкой по напряжению с использованием междуфазных напряжений, как показано на рис. 4.5. Блокировку с использованием междуфазных напряжений иногда используют для улучшения отстройки от КЗ в заданном месте или наоборот для повышения чувствительности какой либо ступени МТЗ.

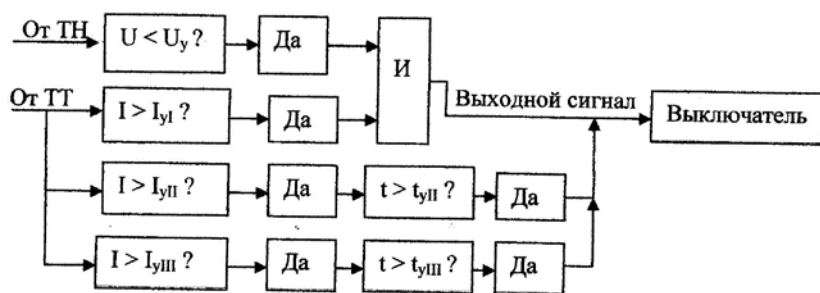


Рис. 4.5.

Из изложенного материала видно, что существует множество вариантов выполнения МТЗ.

Выбор конкретного варианта осуществляется на основе расчетов токов КЗ конкретной схемы и

требований отстройки и чувствительности, изложенных выше.

Для защиты радиальных фидеров напряжением 6 – 10 кВ во многих случаях МТЗ используются в двухступенчатом варианте. Вообще МТЗ используется в качестве самостоятельной защиты фидеров напряжением до 35 кВ. При защите фидеров 110 кВ и выше МТЗ включается в качестве элемента в комплекс защит, сведения о которых будут даны в следующих лекциях.

Однако МТЗ используются не только для защиты фидеров (т.е. воздушных и кабельных линий электропередачи), но и для защиты трансформаторов, генераторов и электродвигателей.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей, особенно

если они имеют электроприемники второй и первой категории, используется двухстороннее питание, а иногда

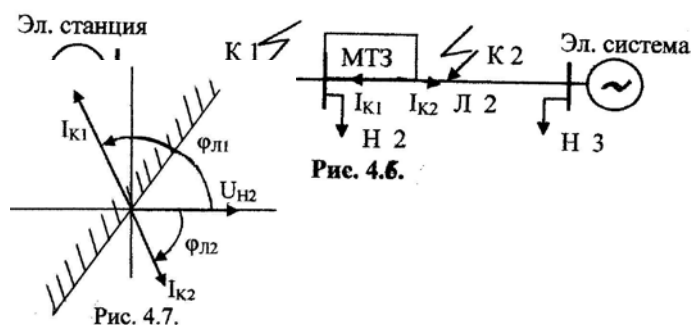


Рис. 4.6.

Рис. 4.7.

питание и с большим количеством сторон. Увеличение количества источников порождает дополнительные требования к МТЗ, усложняет расчет и выбор уставок. Чтобы понять некоторые из этих сложностей, рассмотрим схему с двухсторонним питанием потребителей (рис. 4.6). При выборе параметров срабатывания МТЗ Л2 может оказаться такая ситуация, что ток I_{K1} (как говорят при КЗ за спиной) может оказаться больше тока I_{K2} при КЗ на защищаемой Л2. Это означает, что при КЗ на чужой ВЛ сработает МТЗ Л2 и отключит ее, одновременно защиты Л1 отключат и эту линию. В результате будет нарушен принцип селективности и будут погашены потребители Н2. Для обеспечения селективности МТЗ необходимо научиться различать токи I_{K1} и I_{K2} . Для этого изобразим эти токи диаграммой (рис.4.7). При КЗ на защищаемой Л2 ток КЗ (I_{K2}) будет отставать от остаточного напряжения на угол близкий к углу линии ($\varphi_{Л2}$), Если же КЗ на Л1, МТЗ Л2 воспринимает ток I_{K1} , как ток идущий в противоположном направлении. Линия с примыкающей штриховкой разделяет всю плоскость, на которой могут размещаться токи КЗ на две части. Заштрихованная область соответствует блокировке МТЗ Л2, не заштрихованная область соответствует разрешению работы МТЗ Л2. Реализация таких фазочувствительных устройств приведена в следующей лекции. Устройства МТЗ, которые реагируют на фазовые соотношения между напряжением и током КЗ называют направленными МТЗ или МТЗ с контролем направления мощности (имеется ввиду мощность КЗ).

Блок-схема МТЗ с контролем направления мощности приведена на рис.4.8.

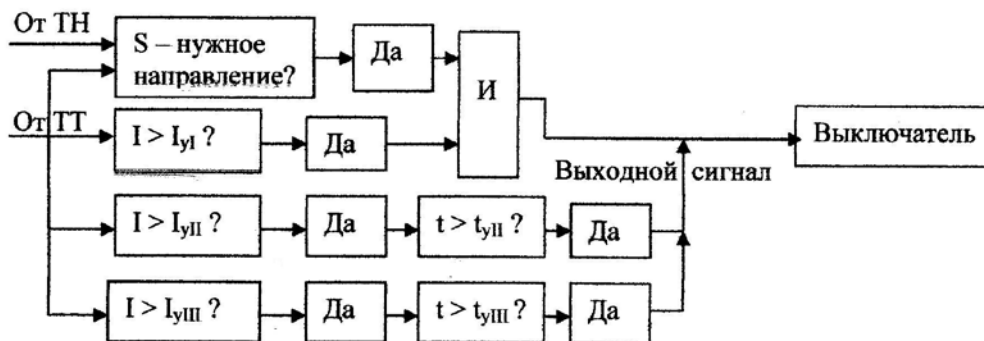


Рис. 4.8.

Данный пример отражает необходимость блокировки по направлению мощности первой ступени МТЗ.

В общем случае необходимость блокировки той или иной ступени определяется при проектировании МТЗ или при проведении расчетов в эксплуатационных организациях одновременно с выбором установок всех ступеней МТЗ. Блок S (мощность КЗ) получает информацию о величине тока, получаемого от трансформатора тока, и о величине напряжения, получаемого от трансформатора напряжения а также о величине угла между ними (см. рис. 4.7). Если угол находится в пределах $0 > \varphi > 90$ градусов, то дается разрешение на прохождение сигнала от блокируемой степени МТЗ (блок И). В остальных случаях работа ступени блокируется.

Вариантов выполнения МТЗ существует много, не все они нашли отражение в данной лекции. Да это и не возможно, однако, основная задача выполнена, дано общее представление о максимально-токовых защитах.

ЛЕКЦИЯ 5. ВАРИАНТЫ ИСПОЛНЕНИЯ МТЗ

В соответствии с классификацией все устройства релейной защиты, выполняющие роль МТЗ выполняются с использованием электромеханических реле, аналоговой вычислительной техники и цифровой вычислительной техники (микропроцессорные защиты). Начнем рассмотрение вариантов исполнения МТЗ с использованием электромеханических реле.

Простейший вариант – электромеханические реле, встроенные в приводы выключателей. Необходимо сразу отметить,

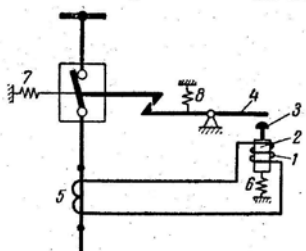


Рис. 5.1.

что этот весьма распространенный вид МТЗ применяется на фидерах напряжением 6 – 10 кВ, выключатели которых оборудованы пружинными, грузовыми или пружинно-грузовыми приводами. Такие реле называют реле прямого действия. На рис. 5.1 показана упрощенная схема действия таких реле.

Внутри катушки электромагнита 1 находится якорек 2 выполненный из ферромагнитного материала, который удерживается в нижнем положении пружиной 6. При включении выключателя его привод замыкает главные контакты, натягивает главную пружину 7 и приводит механизм сводного расцепления выключателя в положение препятствующее возврату выключателя в исходное положение (условно, упрощено это показано на рис. 5.1 тем, что пружина 8 держит левую часть планки 4 в верхнем положении). При возникновении КЗ, ток КЗ достигает величины, при которой якорек электромагнита втягивается, поднимается вверх и его боек 3 ударяет по механизму свободного расцепления, который переходит в положение, разрешающее пружине 7 отключить выключатель, т.е.

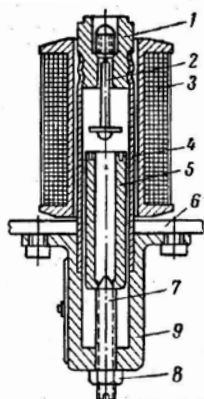


Рис. 5.2.

разомкнуть главные контакты. На рис. 5.1 это выражается тем, что боек 3 поднимает правую часть планки 4, при этом левая часть опускается и освобождается действие отключающей пружины.

На практике привод выключателей оборудуется реле прямого действия двух типов. Первое реле типа РТМ – реле тока мгновенного действия, реле второго типа – РТВ – реле тока с выдержкой времени.

На рис. 5.2. изображен один из вариантов исполнения реле РТМ (в разрезе). Назначение элементов следующее. 1 – направляющая движение бойка 2. 3 – обмотка реле. 4 – короткозамкнутый виток служащий для уменьшения вибрации якоря 5. 6 – элемент корпуса привода выключателя, к которому

крепится реле. 7 – регулировочный винт, позволяющий плавно изменять уставу срабатывания реле. 8 – крепящая гайка. 9 – опорный стакан. Токовая обмотка как правило имеет несколько отпаек, позволяющих дискретно изменять диапазон уставок.

На рис. 5.3 изображено также в разрезе реле РТВ, которое отличается от реле РТМ прежде всего наличием часового механизма 1, который и определяет выдержку времени. Установка заданной выдержки времени осуществляется с помощью рычага 2 и пластины 3, связанной с

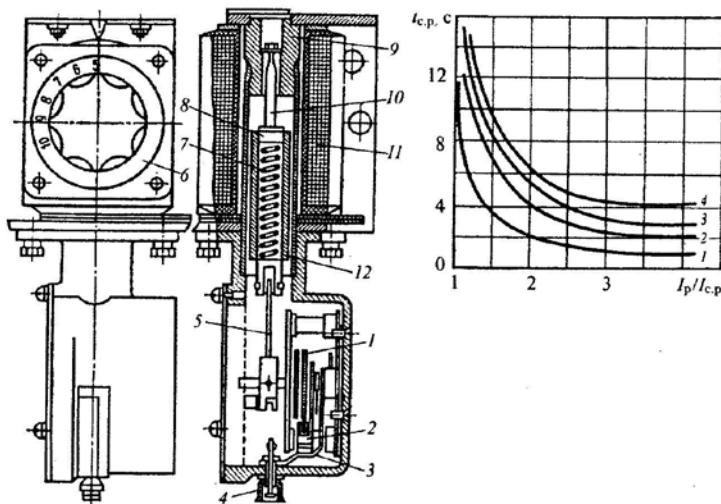


Рис. 5.3.

установочным винтом 4. Тяга 5 связывает часовой механизм с ударником 10, который воздействует на механизм свободного расцепления привода выключателя. При появлении тока КЗ, достигающего тока трогания реле, подвижный якорек 12 притягивается к неподвижному якорю 9, натягивая пружину 7, которая в верхней части упирается в стопорное кольцо 8. Тем

самым заводится часовой механизм 1. По истечении требуемого времени, отсчитываемого часовым механизмом ударник 10 выскакивает вверх и ударяет по механизму свободного расцепления. Магнитное поле реле создается катушкой, соединяемой с трансформатором тока. Количество витков катушки может изменяться с помощью переключателя 6. Поскольку длительность действия часового механизма зависит от степени натяжения пружины, что в свою очередь зависит от силы тока, протекающего через реле, то в результате получается зависимость от тока характеристика времени срабатывания РТВ, показанная в правой части рис. 5.3. Изображены четыре характеристики, определяемые положением регулировочного винта 4.

Основным преимуществом реле прямого действия является простота их конструкции, а также отсутствие необходимости иметь отдельный источник оперативного тока. Ток, получаемый от трансформаторов тока в данном случае играет две роли, с одной стороны он является информационным, т.е. сообщает о величине тока протекающего через присоединение, с другой он же является оперативным переменным током, обеспечивающим работу защиты.

К недостаткам следует отнести большую погрешность относительно заданных уставок по току и времени, довольно низкую надежность функционирования, также отсутствие третьей резервной ступени. Совокупность этих недостатков ограничивает их применение на фидерах 6 – 10 кВ.

Более совершенный вариант МТЗ основан на использовании индукционных электромеханических реле серии РТ-80 и РТ-90.

Общий принцип действия индукционных реле показан на рис. 5.4. На магнитопроводе 1 намотана обмотка, соединяемая с трансформатором тока. При протекании тока по обмотке образуется магнитный поток, который расщепляется на два потока сдвинутые пространственно и по фазе друг относительно друга, причем второй образуется под влиянием короткозамкнутого кольца 2 (на нижнем рисунке она показана двойной штриховой линией). В зазор магнитопровода входит алюминиевый диск 3, Постоянный магнит 4 является демпфирующим, успокоительным элементом. Оба магнитных потока (Φ_{II} образуемый без сдвига и Φ_I образуемый короткозамкнутом кольцом) пересекая диск наводят в нем ЭДС и соответствующие кольцевые токи и магнитные потоки, которые

взаимодействуя с магнитными потоками магнитопровода создают вращающий момент, равный:

$$M_{BP} = k \cdot \Phi_I \cdot \Phi_{II} \cdot \sin \phi, \quad (5.1)$$

где k — коэффициент пропорциональности, характеризующий конструкцию реле, ϕ — угол сдвига между магнитными потоками магнитопровода.

Пружина 5 противодействует вращающему моменту, если вращающий момент преодолевает сопротивление пружины, то диск начинает вращаться и, в конечном итоге, замыкает контакты 6.

Упомянутые выше реле РТ-80 и РТ-90, используя описанный способ получения сдвинутых по фазе магнитных потоков, необходимых для вращения диска, имеют несколько более сложную конструкцию, показанную на рис 5.5. На магнитопроводе 9 намотана обмотка 10. Ток, протекающий по этой обмотке, создает магнитный поток, расщепляемый на два сдвинутых относительно друг друга магнитных потока, пересекающих диск 6. Диск вращается в подшипниках 7 и 17, прикрепленных к подвижной рамке 4. На оси диска находится червяк 1, который может находиться в зацеплении с зубчатым сектором 3. Однако, при небольших токах нагрузки пружина 5 держит рамку в положении, при котором червячная пара не входит в зацепление. При возникновении тока КЗ в диске возникает вращающий момент достаточной величины, который обеспечивает вращение самого диска и передается подвижной рамке,

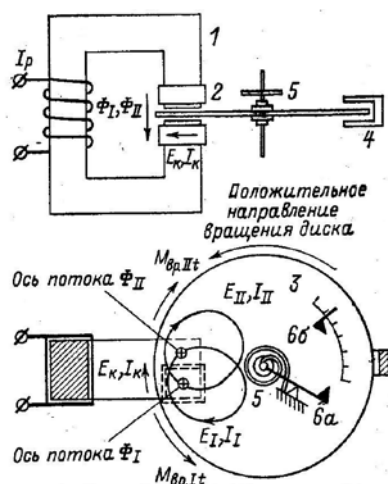


Рис. 5.4

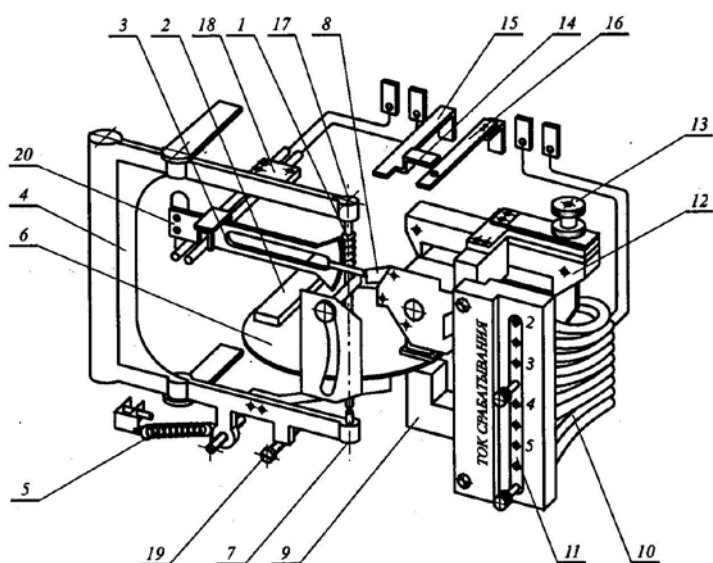


Рис. 5.5

которая, преодолевая действие пружины 5, вводит червячную пару в зацепление. По истечении некоторого времени зубчатый сектор поднимается и приподнимает контакт 16, который замыкается с неподвижным контактом 14 и 15. Поскольку скорость вращения диска зависит от величины тока подаваемого в реле, выдержка времени замыкания контактов тоже зависит от тока. В результате получается МТЗ с зависимой от тока выдержкой времени. Кроме этого устройства реле этих серий имеют элемент токовой отсечки, состоящий из якоря 12, который при достижении тока реле величины уставки отсечки правой частью притягивается, а левой частью без выдержки времени замыкает контакты. Ток срабатывания (т.е. ток при котором рамка поворачивается и приводит червячную пару в зацепление) устанавливается переключателем 11. Ток срабатывания отсечки регулируется винтом 13.

В результате действий двух элементов реле получается характеристика зависимости выдержки времени реле от тока протекающего через реле,

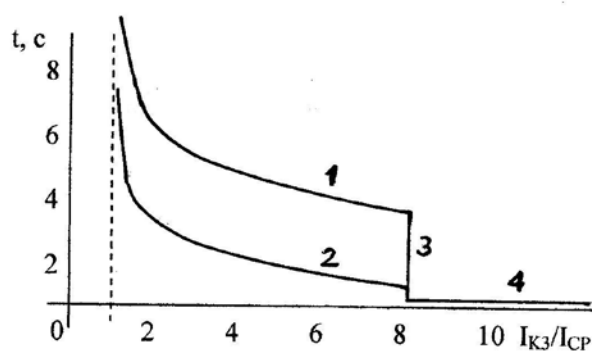


Рис.5.6.

изображенная на рис. 5.6. По горизонтальной оси отложено отношение тока протекающего через реле к току срабатывания реле, который устанавливается переключателем 11. Вертикальной штриховой линией показано их отношение равное 1. Это означает, что при меньших токах реле не работает. По вертикальной оси отложена

выдержка времени реле. Кривая 1 показывает зависимость соответствующую максимальной уставке по времени, кривая 2 — минимальной. Момент срабатывания токовой отсечки изображен вертикальной линией 3, горизонтальная линия 4 соответствует срабатыванию токовой отсечки.

Различные варианты реле этих серий отличаются диапазонами уставок по току и исполнением контактов. Широко распространенный вариант исполнения переключающих контактов (замыкающих (в нормальном

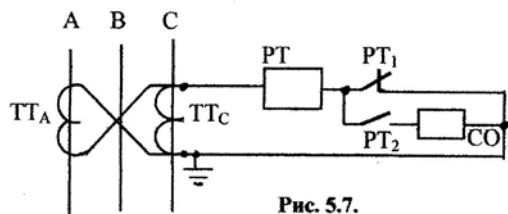


Рис. 5.7.

положении разомкнутых) и размыкающих (в нормальном положении замкнутых)) позволяет построить простую схему МТЗ, называемую схемой с дешунтированием соленоида отключения выключателя, изображенную на рис. 5.7. В нормальном режиме электроснабжения ток обтекает

обмотку реле РТ и идет далее мимо соленоида отключения выключателя (СО) через размыкающий контакт РТ₁. В случае протекания тока КЗ и срабатывания реле замыкается контакт РТ₂ и затем размыкается контакт РТ₁. Ток КЗ протекает через обмотку реле РТ и СО, вызывая его срабатывание и отключение выключателя. Схема соединения трансформаторов тока (называемой восьмеркой) позволяет обеспечивать срабатывание реле при

любых междуфазных КЗ в сети без глухо заземленной нейтрали. СО должен быть рассчитан на протекание тока КЗ и при этом токе на втягивание якорька СО, действующего на механизм свободного расцепления выключателя. Нетрудно заметить, что и в этом случае ток, получаемый от трансформаторов тока выполняет две роли, информационную и оперативного тока. Реле имеет сигнальный элемент (выпадающий флажок), информирующий о срабатывании реле.

В 2011 году начался выпуск реле серии РСТ-80 взамен реле РТ-80 и РТ-90. Они имеют аналогичную время-токовую характеристику, выражаемую формулой:

$$t\left(\frac{I}{I_{CP}}\right) = \frac{99 \cdot t_{10}}{\left(\frac{I}{I_{CP}}\right)^2 - 1} \quad (5.2)$$

МТЗ с независимой от тока выдержкой времени. Для реализации таких МТЗ необходимо иметь отдельные реле, выполняющие функции измерительные ($I > I_y$), выдержки времени ($t > t_y$), логические и сигнальные.

Измерительные функции выполняют специальные реле тока, наиболее популярные серии РТ-40. Принципиальная схема

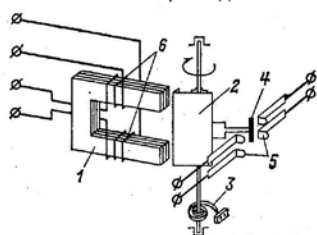


Рис. 5.8.

такого реле приведена на рис.5.8. На магнитопроводе 1 намотаны две обмотки 6, которые могут соединяться последовательно или параллельно. Якорёк 2 находится на оси, с которой соединены пружина 3 и подвижные контакты 4. В нормальном положении пружина держит якорёк в положении отдаленном от магнитопровода так, что подвижные контакты

замыкают правые неподвижные контакты, образуя размыкающие контакты. При достижении тока уставки срабатывания реле магнитный поток магнитопровода притягивает якорёк, ось поворачивается, замыкающие контакты размыкаются, а замыкающие (слева) замыкаются. С осью связано устройство регулировки затяжки пружины (не показано), которое позволяет плавно изменять уставку реле. Кроме того, четырехкратное изменение уставки осуществляется соединением обмоток, а именно, при параллельном соединении уставка увеличивается в четыре раза по сравнению с последовательным соединением. Выпускаемые токовые реле серии РТ имеют несколько модификаций, отличающиеся током срабатывания от самого чувствительного (РТ40/0.2) до рассчитанного на большие токи (РТ40/200), в знаменателе указывается максимальный ток срабатывания при параллельном соединении обмоток. Кроме упомянутых реле выпускаются реле серии РТ140 с улучшенными характеристиками, но имеющими те же параметры срабатывания.

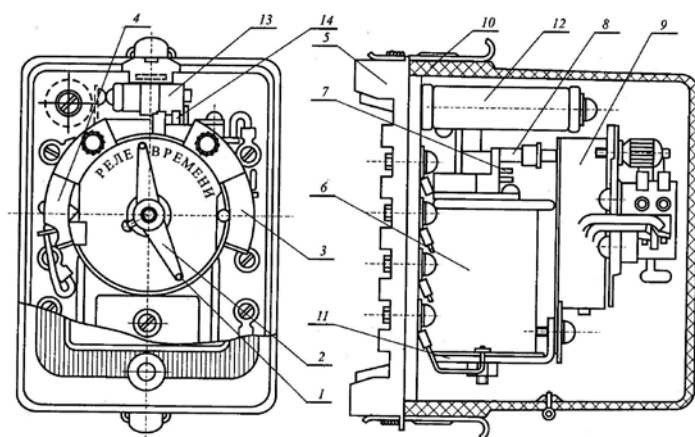


Рис. 5.9.

заводит часовой механизм 9. При этом начинает вращаться траверса 2, на концах которой находятся проводящие мостики подвижных контактов 1. По периферии шкалы реле времени расположены неподвижные контакты, проскальзывающий, осуществляющий кратковременное замыкание (4), и упорный контакт, осуществляющий постоянное замыкание (3). Положение этих контактов можно изменять, регулируя тем самым уставку выдержки времени. Резистор 12 и конденсатор 13 могут использоваться для целей искрогашения в момент замыкания или размыкания контактов. Вся конструкция реле крепится на корпусе 5 и закрывается крышкой 10. Вспомогательные контакты мгновенного действия запускаются толкателем 14.

Реле времени.
Конструкция таких реле показана на рис.5.9. На магнитопровод 11 насажена катушка 6 с обмоткой, рассчитанной на оперативный ток соответствующего напряжения (220, 110 В). При подаче оперативного тока на обмотку якорь 7 втягивается и с помощью рычага 8

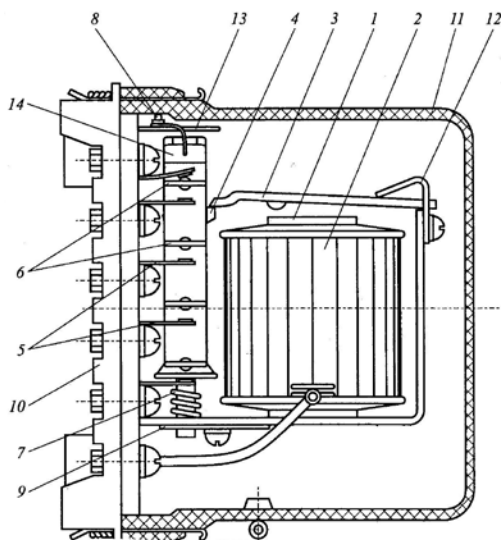


Рис. 5.10.

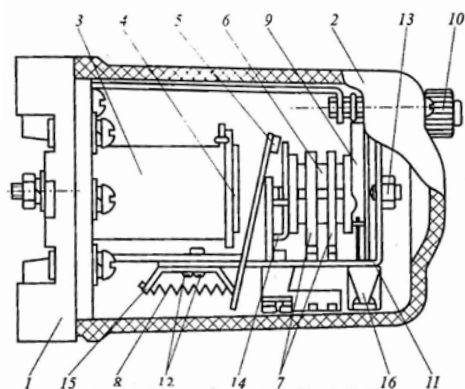
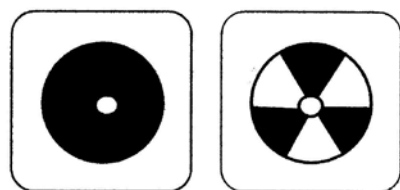


Рис. 5.11.

оповещения персонала о срабатывании соответствующих ступеней релейных защит. Конструкция широко распространенных сигнальных реле показана на рис. 5.11. Основные элементы следующие. 1 – корпус реле, 2 – крышка, 3 – катушка с обмоткой, 4 – магнитопровод, 5 – притягивающийся якорь, 6 – поворачивающийся барабанчик, связанный с сектором 9. В нормальном положении сектор находится в положении, при котором в отверстии крышки видны его части черного цвета. При подаче оперативного тока на обмотку якорь притягивается, освобождая действие утяжеленной части сектора,



Вид сигнального реле:
в нормальном режиме при срабатывании
Рис. 5.12

Промежуточные реле (рис. 5.10). Магнитопровод 1 имеет катушку с обмоткой 2 рассчитанной на подачу оперативного тока, после подачи которого притягивается якорь 3. Якорь в свою очередь через хвостовик 4 действует на подвижные контакты 6, которые соединяются с неподвижными контактами 5. Обычно реле серии РП – 23 имеют четыре замыкающих контактов и один размыкающий. Вся система реле крепится к корпусу 10 и закрывается крышкой 11. Остальные элементы: 7 пружина, удерживающая подвижные контакты и якорь в верхнем положении, 8 – направляющая скобка, 9 крепящая пластина, 12 упор якоря., верхний упор подвижных контактов, 14 подвижная колодка, к которой крепятся подвижные контакты. Обмотка рассчитывается на соответствующее напряжение оперативного тока (220, 110 В). Промежуточные реле предназначены для исполнения команд реле тока, реле времени, а также для выполнения различных логических операций, предусмотренных блок-схемами.

Наконец, сигнальные реле, которые имеют еще название указательные реле, назначение которых заключается в оповещении персонала о срабатывании соответствующих ступеней релейных защит. Конструкция широко распространенных сигнальных реле показана на рис. 5.11. Основные элементы следующие. 1 – корпус реле, 2 – крышка, 3 – катушка с обмоткой, 4 – магнитопровод, 5 – притягивающийся якорь, 6 – поворачивающийся барабанчик, связанный с сектором 9. В нормальном положении сектор находится в положении, при котором в отверстии крышки видны его части черного цвета. При подаче оперативного тока на обмотку якорь притягивается, освобождая действие утяжеленной части сектора, который поворачивает барабанчик и сектор, теперь в отверстие крышки показывает свою белую часть, сигнализируя этим о срабатывании РЗ (рис.5.12). 8 – пружина, которая держит якорь в исходном состоянии. Сигнальное реле имеет контакты 7, которые могут использоваться для подачи светового или звукового сигнала. 10 – рукоятка, а 16 – скоба, связанная с рукояткой, с

помощью которых можно вернуть реле в исходное положение. 11 и 12 – скоба и винты ее крепления. 13 – подшипник полуоси барабанчика и сектора. 14 – скоба барабанчика. Обмотка сигнальных (указательных) реле имеет два варианта исполнения: серисные обмотки, включаемые последовательно в цепь, и шунтовые обмотки, включаемые на полное напряжение оперативного тока.

Перечисленными и описанными выше реле не исчерпывается выпускаемая их номенклатура, однако использование любых типов сигнальных реле позволяет составить схемы МТЗ с независимой выдержкой времени.

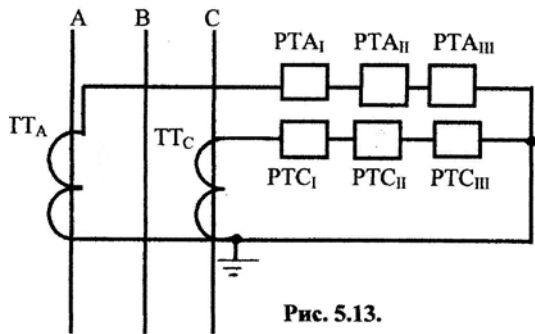


Рис. 5.13.

Рассмотрим схему трехступенчатой МТЗ (рис. 5.13 – токовая часть, рис. 5.14 логическая часть). Рассматриваемая сеть относится к категории сети без глухого заземления нейтрали, поэтому возможно использование двух трансформаторов тока в фазах А и С. МТЗ выполняется в классическом трехступенчатом варианте,

поэтому в каждую фазу последовательно включается по три токовых реле, РТА_I и РТС_I для первой ступени, РТА_{II} и РТС_{II} для второй и РТА_{III} и РТС_{III} для третьей. Ступень обозначена римскими цифрами.

Прежде чем описывать работу логической части МТЗ, необходимо принять к сведению общее правило изображения электрических схем принятых в электроэнергетике. Схемы рисуются при условии, что снято силовое напряжение с электроустановки, со вторичных цепей РЗ, автоматики, управления и сигнализации снят оперативный ток.

Логическая часть схемы выполнена на постоянном оперативном токе. Питание осуществляется от шинки защиты. Схема соответствует блок-схеме рис. 4.1 и работает следующим образом. Если ток КЗ достигает уставки срабатывания первой ступени, которая действует без дополнительной выдержки времени, то срабатывает одно из токовых реле первой ступени

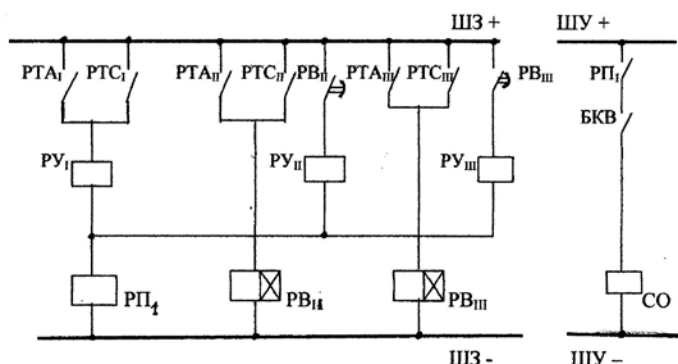


Рис. 5.14.

(при КЗ между фазами АВ или ВС) или оба (при КЗ между фазами АС или трехфазном КЗ). Через контакты этих реле (см. рис. 5.14) оперативный ток проходит через сигнальное реле РУ_I, которое срабатывает, сигнализируя о работе первой ступени МТЗ. Далее оперативный ток подается на

исполнительное промежуточное реле РП_I. Его контакт в цепях управления выключателем подает оперативный ток от шинки управления (ШУ) через

блок-контакт выключателя БКВ (при включенном выключателе этот контакт замкнут) на соленоид отключения выключателя.

Если ток КЗ достигает уставки срабатывания только второй ступени, то срабатывают и замыкают свои контакты реле РТА_{II} или РТС_{II} или оба вместе и запускают реле времени РВ_{II}, которое отсчитывает заданное время, по истечении которого замыкается его контакт (обозначен грибочком), и через

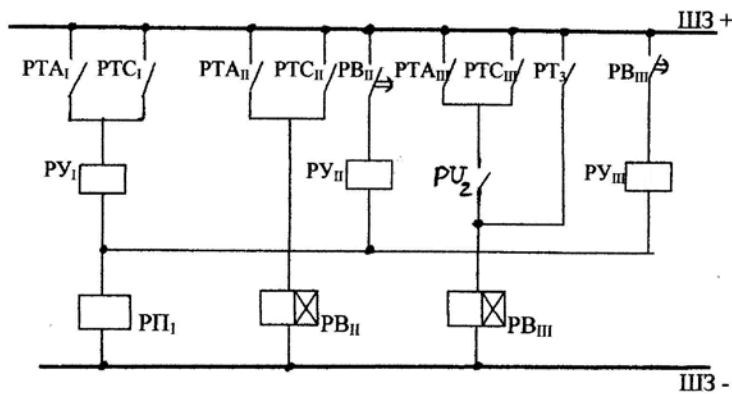


Рис. 5.15.

реле сигнальное РУ_{II} подается оперативный ток на исполнительное реле РП_I. Наконец, если ток КЗ достигает величины достаточной для срабатывания только третьей ступени МТЗ, то срабатываются реле РТА_{III} или РТС_{III} или оба вместе, запускается реле времени

РВ_{III}, его контакт заставляет работать сигнальное реле РУ_{III} и реле промежуточное РП_I.

Принципиальная логическая схема МТЗ, соответствующая блок-схеме рис. 4.3 изображена на рис. 5.15. Отличается она от предыдущих схем МТЗ тем, что в цепь РТА_{III}, РТС_{III} включен последовательно контакт РУ₂ – исполнительного реле фильтра напряжения обратной последовательности (ФНОП), чем и образуется логический блок И.

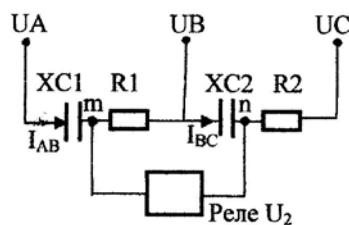


Рис 5.16

Для реализации МТЗ необходимо сконструировать ФНОП. Существует большое количество вариантов исполнения ФНОП. Один из них, широко распространенный изображен на рис. 5.16. Для того, чтобы фильтр выделял напряжение обратной последовательности, которое возникает при несимметричном режиме, в частности при несимметричных КЗ, необходимо выполнить

следующее соотношение между элементами фильтра:

$$XC1 = \frac{R1}{\sqrt{3}} \quad XC2 = R1 \quad R2 = \frac{R1}{\sqrt{3}}, \quad (5.3)$$

причем за основу взято значение R1, которое в свою очередь должно

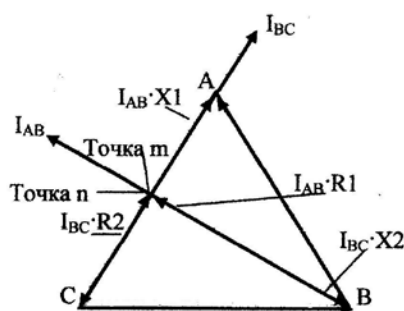


Рис. 5.17А

быть значительно меньше сопротивления обмотки исполнительного реле U₂. Фильтр подключается ко вторичной обмотке ТН, соединенной в звезду. При подаче на ТН симметричного напряжения между точками m и n напряжение будет около нуля, точнее будет напряжение небаланса, обусловленное неточностью настройки фильтра. Векторная

диаграмма рис. 5.17А демонстрирует этот вариант. Треугольник линейных напряжений, приложенных к фильтру, равносторонний, Токи I_{AB} и I_{BC} опережают соответствующие напряжения U_{AB} и U_{BC} на углы 30 и 60 градусов в соответствии с величинами сопротивлений. Падения напряжений на сопротивлениях образуют напряжения в точках m и n, которые в данном случае совпадают.

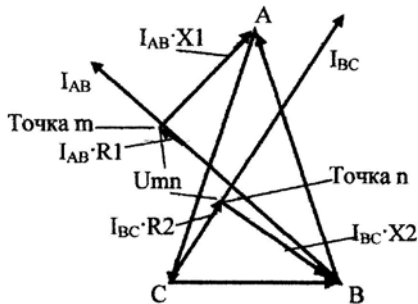


Рис.5.17В

При подаче на вход фильтра несимметричного напряжения, которое образует не равносторонний треугольник линейных напряжений, напряжения точек m и n уже не совпадают, образуя напряжение U_{mn} , пропорциональное напряжению обратной последовательности. Например, при КЗ между фазами В и С где либо в электрической сети междуфазное напряжение U_{BC} уменьшается, что показано на векторной диаграмме рис. 5.17В. Треугольник линейных напряжений становится равнобедренным. Напряжения точек m и n расходятся образуя заметное напряжение пропорциональное напряжению обратной последовательности. При достижении этого напряжения величины уставки срабатывает реле напряжения, подключенное к выходу фильтра (к точкам m и n).

В микропроцессорных устройствах напряжение обратной последовательности вычисляется по соответствующим формулам (см. формулу 5.9).

Выполнение МТЗ к контролем направления мощности, требует создания фазочувствительного устройства, которое, в частности, может быть выполнено в электромеханическом варианте. Существует много вариантов конструкций реле направления мощности. Принцип действия

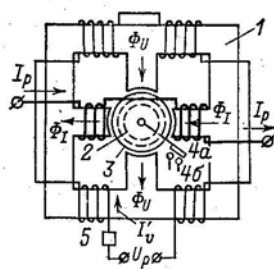


Рис. 5.18.

электромеханического индукционного реле показан на рис. 5.18. Магнитопровод 1 имеет четыре полюса, на которых образуются два магнитных потока Φ_U и Φ_I . Первый образуется обмоткой напряжения, к которой приложено U_p , второй токовой обмоткой, по которой протекает ток I_p . Между полюсами и внутренним сердечником 2 образуется вращающаяся составляющая магнитного поля, которое взаимодействует с вращающимся алюминиевым барабанчиком 3. В зависимости от направления вращения магнитного поля контакты 4 замыкаются или размыкаются. Дополнительное комплексное сопротивление

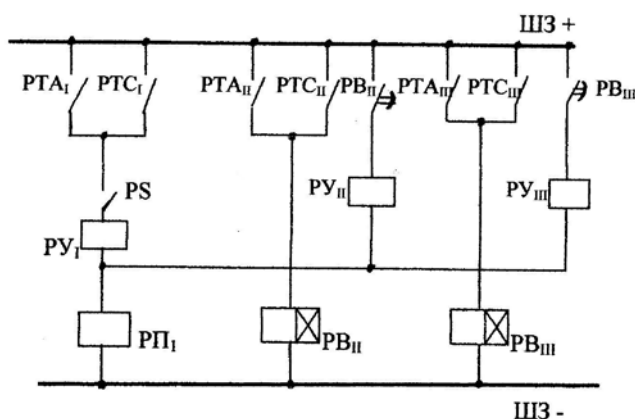


Рис. 5.19.

5 обеспечивает необходимый угол сдвига между магнитными потоками обмоток, обеспечивая в конечном итоге замыкание контактов тогда, когда КЗ на защищаемой ВЛ.

Часто используется так называемая 90-градусные схемы включения реле, у которых в качестве U_p и I_p применяются:

U_{AB} и I_C ; U_{BC} и I_A ; U_{CA} и I_B .

Схема МТЗ, у которой первая ступень блокируется по направлению и которая соответствует блок-схеме рис. 4.8, показана на рис. 5.19. Основное отличие заключается во введении в схему первой ступени логического блока И, состоящего из последовательно соединенных контактов PS (реле направления мощности) и контактов токовых реле РТА_I, РТС_I.

Приведенные примеры выполнения МТЗ с использованием электромеханических реле дают только общее представление об МТЗ. Разнообразие возможных вариантов выполнения МТЗ весьма велико и исчисляется сотнями, особенно, если учесть, что МТЗ используются не только для защиты ВЛ, но и для защиты трансформаторов, генераторов и электродвигателей.

МТЗ, построенные на базе аналоговой вычислительной техники. Вообще говоря, любая электрическая цепь, является по сути аналоговой, т.е. совершающей непрерывное преобразование электрических величин. Другими словами такая цепь совершает какую либо математическую операцию. Например, последовательно соединенные источники напряжения реализуют процесс суммирования напряжений. Выпрямители, полупроводниковые диоды используются для получения модулей знакопеременных и комплексных величин. Потенциометр (рис. 5.20) осуществляет процесс умножения на некоторую величин (коэффициент):

$$U_{ВЫХ} = U_{ВХ} \cdot \frac{r}{R} = U_{ВХ} \cdot k. \quad (5.4)$$

Однако, когда говорят об использовании аналоговой вычислительной техники, имеют ввиду использование или полупроводниковых преобразователей или операционных усилителей, которые получили наибольшее распространение, иногда совместно с электромеханической или цифровой техникой. Рассмотрим принцип использования операционных усилителей (ОУ). В принципе ОУ представляет собой многокаскадный полупроводниковый усилитель постоянного тока с большим коэффициентом усиления (сотни тысяч и миллионы). Однако, такой коэффициент усиления может быть использован только совместно с внешними устройствами обрамляющими ОУ. На рис. 5.20 изображена принципиальная схема использования ОУ, действие которой может быть описано следующим образом.

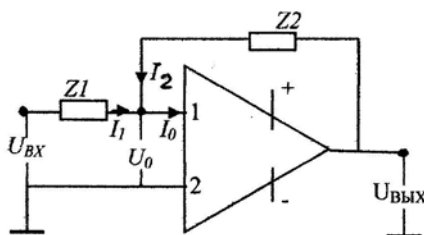


Рис. 5.20.

Как правило, ОУ имеет два входа. Первый, обозначенный цифрой 1, инвертирующий, это означает, что знак сигнала, поступающего на вход, на выходе изменяется на противоположный знак. Второй вход 2 не инвертирующий, не изменяющий на выходе знак

входного сигнала. Входной сигнал U_{BX} подается на вход 1 ОУ через комплексное сопротивление $Z1$. С выхода ОУ через комплексное сопротивление $Z2$ подается часть выходного сигнала $U_{ВЫХ}$, образуя тем самым отрицательную обратную связь (отрицательную потому, что знак выходного сигнала противоположен знаку входного сигнала). Питание ОУ осуществляется от источника постоянного тока напряжением $\pm 15 - 20$ В, что означает, что источник со средней точкой, которая обозначается как — . Обычно источник и питание ОУ не изображается на схемах, подразумевается.

Составим уравнение баланса токов в узле на входе ОУ:

$$I_1 + I_2 + I_0 = 0. \quad (5.5)$$

Учтем, что входное сопротивление ОУ весьма велико, да еще при большом коэффициенте усиления, поэтому можно принять, что $I_0 \approx 0$. Остальные токи определим согласно законам электротехники и подставим в (5.4):

$$I_1 = \frac{U_{BX} - U_0}{Z1} = \frac{U_{BX}}{Z1} - \frac{U_0}{Z1} \quad I_2 = \frac{U_{ВЫХ} - U_0}{Z2} = \frac{U_{ВЫХ}}{Z2} - \frac{U_0}{Z2} \quad (5.6)$$

$$\frac{U_{BX}}{Z1} - \frac{U_0}{Z1} + \frac{U_{ВЫХ}}{Z2} - \frac{U_0}{Z2} = 0.$$

Теперь установим связь напряжений выхода и входа через коэффициент усиления ОУ и подставим в (5.5) :

$$U_0 = \frac{U_{ВЫХ}}{K} \quad \frac{U_{BX}}{Z1} - \frac{U_{ВЫХ}}{K \cdot Z1} + \frac{U_{ВЫХ}}{Z2} - \frac{U_{ВЫХ}}{K \cdot Z2} = 0. \quad (5.7)$$

Совершив предельный переход $K \rightarrow \infty$, получаем окончательное решение:

$$\frac{U_{BX}}{Z1} + \frac{U_{ВЫХ}}{Z2} = 0 \quad U_{ВЫХ} = -\frac{Z2}{Z1} \cdot U_{BX}. \quad (5.7A)$$

ОУ вместе с окружающими его элементами называется решающим усилителем. Основное достоинство схем с решающими усилителями заключается в независимости параметров преобразования входных величин в выходные от параметров самого ОУ.

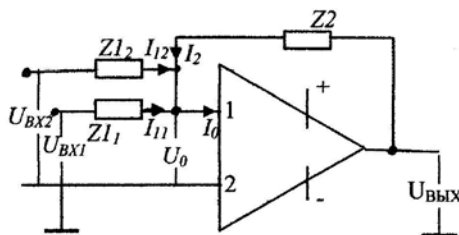


Рис. 5.21.

С помощью ОУ можно выполнять несколько математических операций, например, суммирование, умножение, деление, дифференцирование и интегрирование. Рассмотрим процесс суммирования и построение фильтра напряжения обратной последовательности.

Суммирование двух величин показано на рис. 5.21. Учитывая предыдущие выводы, в частности (5.7), можно напряжение выхода представить как сумму двух входных напряжений с соответствующими коэффициентами:

$$U_{ВЫХ} = \frac{Z2}{Z1_1} \cdot U_{BX1} + \frac{Z2}{Z1_2} \cdot U_{BX2}. \quad (5.8)$$

Используя операцию суммирования нетрудно построить фильтр напряжений или токов любой последовательности, в частности рассмотрим построение фильтра напряжения обратной последовательности. Для получения простой схемы фильтра преобразуем известную формулу напряжения обратной последовательности:

$$U_2 = U_A + U_B \cdot a^2 + U_C \cdot a, \quad (5.9)$$

где a – трехфазный комплексный оператор (см. приложение). Из известного соотношения: $1 + a + a^2 = 0$, следует: $a^2 = -1 - a$. Подстановка в (5.9) дает:

$$\begin{aligned} U_2 &= U_A - U_B \cdot (-1 - a) + U_C \cdot a = U_A - U_B - U_B \cdot a + U_C \cdot a = \\ &= U_{AB} - U_{BC} \cdot a = U_{AB} + U_{BC} \cdot (-a) = U_{AB} + U_{BC} \cdot e^{-j60^\circ}. \end{aligned} \quad (5.10)$$

Из полученной формулы следует, что напряжение обратной последовательности можно получить из двух линейных напряжений. Существует несколько способов реализации полученной формулы. Простейший вариант сводится к следующему. Если на вход фильтра подать симметричное трехфазное напряжение (в данном случае $|U_{AB}| = |U_{BC}|$), то $U_2 = 0$. Тогда формулу (5.10) можно представить в виде:

$$U_{AB} + U_{BC} \cdot e^{-j60^\circ} = 0 \quad \text{или} \quad U_{AB} \cdot e^{j60^\circ} + U_{BC} = 0, \quad (5.11)$$

Последнюю формулу можно реализовать в виде конкретной схемы (рис.

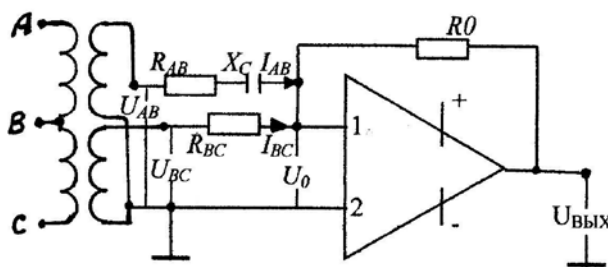


Рис. 5.22.

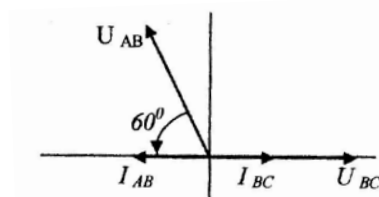


Рис. 5.23.

последовательности равно нулю. В режиме подачи симметричного напряжения токи I_{AB} и I_{BC} должны быть равны и противоположны по направлению, как показано на диаграмме рис. 5. 23. Из этих требований следует:

5.22). Схема имеет следующие особенности. Сопротивление обратной связи R_0 активное. Линейное напряжение U_{BC} подается также через активное сопротивление R_{BC} . Линейное напряжение U_{AB} подается через комплексное сопротивление, состоящее из активного

сопротивления и конденсатора, образующего емкостное сопротивление X_C . Для выбора параметров фильтра необходимо задать некоторый конкретный режим, в качестве которого необходимо принять симметричный режим, при котором напряжение обратной

$$\operatorname{tg} 60^{\circ} = \frac{X_C}{R_{AB}} \quad X_C = R_{AB} \cdot \operatorname{tg} 60^{\circ} \quad \sqrt{R_{AB}^2 + X_C^2} = R_{BC} \quad R_{AB}^2 + X_C^2 = R_{BC}^2$$

$$R_{AB}^2 + R_{AB}^2 \cdot \operatorname{tg}^2 60^{\circ} = R_{BC}^2 \quad R_{AB}^2 \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 60^{\circ}) = R_{BC}^2 \quad R_{AB} = \frac{R_{BC}}{\sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 60^{\circ}}} = \frac{R_{BC}}{2} \quad (5.12)$$

$$X_C = \sqrt{3} \cdot R_{AB}.$$

Выходное напряжение ОУ в этом режиме тоже должно быть равно нулю. При подаче несимметричного напряжения на вход фильтра входные токи также не будут равные и на выходе ОУ появится напряжение пропорциональное напряжению обратной последовательности:

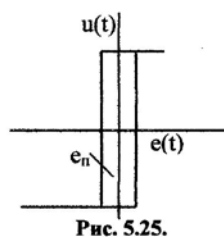
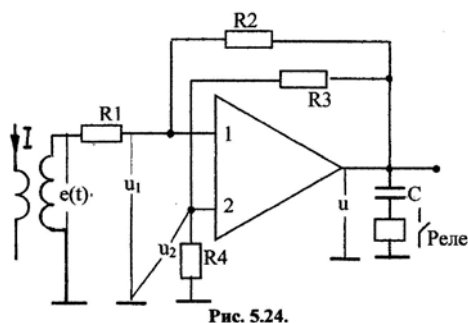
$$U_{\text{ВЫХ}} = U_{AB} \cdot \frac{R_0}{R_{AB} - jX_C} + U_{BC} \cdot \frac{R_0}{R_{BC}}. \quad (5.13)$$

Рассмотрим пример. Пусть $R_0 = 2 \text{ кОма}$, $R_{BC} = 1 \text{ кОм}$, т.е. коэффициент передачи равен 2 (5.7). Из (5.12) следует: $R_{AB} = 0.5 \text{ кОма}$, $X_C = 0.866 \text{ кОма}$. При подаче на вход симметричного напряжения с модулем 5 В (см. рис. 5.23) выходное напряжение определяется по (5.13) :

$$\begin{aligned} U_{AB} &= U \cdot e^{j120^{\circ}} \quad U_{BC} = U \\ U_{\text{ВЫХ}} &= U \cdot R_0 \cdot \left(\frac{e^{j120^{\circ}}}{R_{AB} - jX_C} + \frac{1}{R_{BC}} \right) = U \cdot R_0 \cdot \frac{R_{BC} \cdot e^{j120^{\circ}} + R_{AB} - jX_C}{R_{BC} \cdot (R_{AB} - jX_C)} = \\ &= 5 \cdot 2 \cdot \frac{-0.5 + j0.866 + 0.5 - j0.866}{1 \cdot (0.5 - j0.866)} = 0. \end{aligned}$$

Предположим, при близком междуфазном КЗ $U_{BC} = 0$, тогда из (5.13) следует:

$$U_{\text{ВЫХ}} = 5 \cdot e^{j120^{\circ}} \cdot \frac{2}{0.5 - j0.866} = -10 + j1.67 \cdot 10^{-3} \text{ В.}$$



ОУ могут работать в релейном режиме, который называется режимом компаратора. В этом случае они используются для получения реле тока или реле напряжения. Простейший компаратор основан на том, что имея большой коэффициент усиления, ОУ даже при подаче на вход очень малого сигнала мгновенно входит в режим насыщения. Более совершенной схемой компаратора является схема, изображенная на рис 5.24, с образованием отрицательной обратной связи (R1, R2) и положительной обратной связи (R3, R4), которая по сути и переводит ОУ в релейный режим. Характеристика компаратора представлена на рис. 5.25. Характеристика показывает, что компаратор может находиться в двух режимах, а именно когда на выходное напряжение положительное или когда отрицательное. Переход из одного состояния в другое происходит в тот момент, когда напряжения u_1 и u_2 равны. Из этого равенства следует:

$$u_1 = \frac{u - e_{\Pi}}{R_1 + R_2} \cdot R_1 \quad u_2 = \frac{u}{R_3 + R_4} \cdot R_4 \quad \frac{u}{R_1 + R_2} \cdot R_1 - \frac{e_{\Pi}}{R_1 + R_2} \cdot R_1 = \frac{u}{R_3 + R_4} \cdot R_4, (5.14)$$

где e_{Π} – пороговое значение переменного входного напряжения, при котором происходит изменение положения компаратора. Решение уравнения (5.14) относительно порогового значения напряжения приводит к следующему:

$$e_{\Pi} = u \cdot \left(1 - \frac{R_4 \cdot (R_1 + R_2)}{R_1 \cdot (R_3 + R_4)} \right). (5.15)$$

Варьируя величиной сопротивления R_4 можно настроить компаратор на заданную величину порогового напряжения. Рис. 5.24 изображает принцип построения реле тока на базе компаратора. Ток преобразуется в пропорциональное напряжение и далее все зависит от величины тока. Если ток образует напряжение меньше порогового, то компаратор находится в одном из статических положений, конденсатор C не пропускает постоянный ток и реле не срабатывает. Если же ток превышает величину уставки, т.е. образует напряжение превышающее пороговое значение, то компаратор начинает переходить из одного состояния в другое, образуя на выходе переменное прямоугольное напряжение, которое уже является сигналом срабатывания. Кроме того, конденсатор начинает пропускать переменное напряжение и реле срабатывает. Статические реле тока серии РСТ11 выпускаются с пределами срабатывания от 0.05 – 0.2 до 30 – 120 А, обладающие меньшим потреблением мощности по сравнению с электромеханическими реле.

Использование ОУ позволяет создать любые устройства необходимые для построения устройств релейной защиты. Например, логические элементы И, ИЛИ, НЕ, элементы осуществляющие выдержку времени и т.д. На практике получило распространение использование отдельных элементов совместно с другими электромеханическими устройствами или цифровыми.

Цифровые (микропроцессорные) многофункциональные МТЗ. Сегодня на рынке свою релейную продукцию предлагает несколько

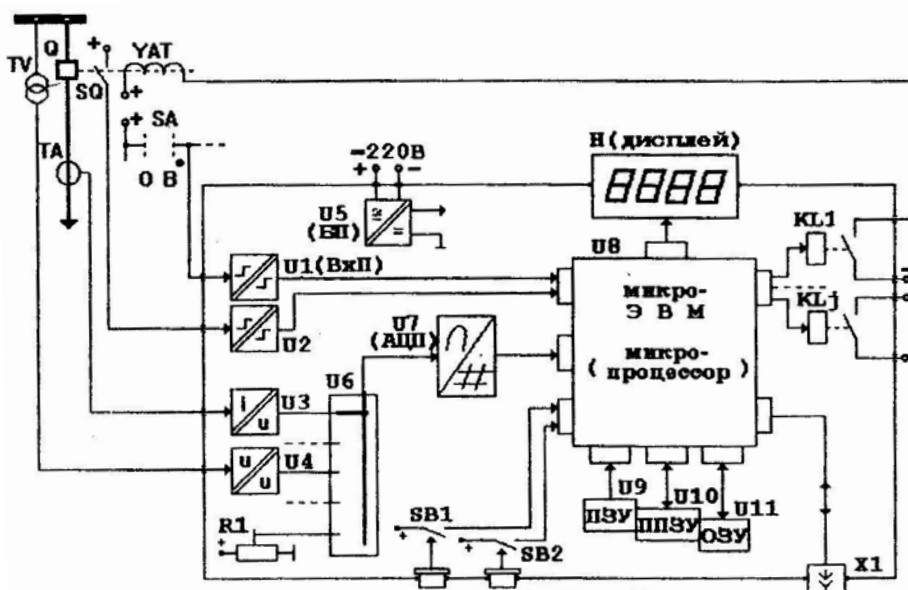


Рис. 5.26.

Российских, иностранных и совместных фирм. Несмотря на различие названий и выпускающих фирм у устройств одного уровня имеется много общего. Рассмотрим типичную схему (рис. 5.26)

многофункциональной цифровой (именуемой иногда микропроцессорной) МТЗ, применяемой для защиты присоединений напряжением до 35 кВ. Прежде всего отметим, что все цифровые защиты многофункциональные, это означает, что одно устройство может выполнять несколько функций (не только функций РЗ), которые задаются при программировании данного устройства.



цифровых РЗ в величины напряжений, приемлимые для дальнейшей их обработки, предотвращение проникновения помех в цифровые устройства. Рис. 5.27 демонстрирует разделительно-преобразовательное устройство дискретных сигналов. После включения ключа К светодиод начинает излучать свет, который попадает на светочувствительный триод, изменяющий свое состояние под действием света. В результате на выходе появляется выходной сигнал. Такое устройство называется оптроном. Рис. 5.28 дает представление о разделении и преобразовании аналоговых сигналов, в данном случае напряжения, получаемого от трансформатора напряжения. Входной трансформатор понижает напряжение до единиц Вольт и разделяет цепи. Вторичное напряжение формируется на нагрузочном сопротивлении R_H и величина его ограничивается стабилитронами D1 и D2. Далее, напряжение попадает на пассивный фильтр нижних частот R1, R2, C1, а затем, при необходимости, на активный фильтр нижних частот, построенный на базе ОУ со сложной частотно зависимой обратной связью. В результате на выходе выделяется напряжение основной частоты, а все помехи, состоящие из высших частот, фильтруются.

Дискретные сигналы после преобразований попадают сразу в микро ЭВМ, а аналоговые сигналы попадают на вход мультиплексора U6 (электронного коммутатора), который в определенном порядке подает сигналы на вход аналого – цифрового преобразователя U7, который аналоговый сигнал преобразует в цифровой сигнал, поступающий уже в микро ЭВМ (U8). Запоминающие устройства U9, U10, U11 служат для хранения информации, ПЗУ – для хранения рабочей программы, ППЗУ – энергонезависимое запоминающее устройство, ОЗУ оперативное запоминающее устройство.

Настройка защиты осуществляется несколькими кнопками и ключами (SB1, SB2) с контролем исполнения на дисплее Н. выходной сигнал поступает на малогабаритные реле (KL1, KLj). Некоторые устройства могут иметь выход для бесконтактного управления выключателем. Важным элементом цифровой защиты является блок питания (БП), назначение которого сводится к преобразованию оперативного тока напряжением 110 или 220 В в напряжение требуемое для функционирования защиты ($\pm 15 - 20$ В). Кроме того, БП не пропускает помехи присутствующие в цепях оперативного тока.

Связь с внешними устройствами осуществляется в помощью входа X1. Внешним устройством может быть ноутбук, с помощью которого можно произвести детальную проверку защиты, Внешним устройством может быть аппаратура телемеханики, с помощью которой можно передать информацию о работе защиты.

Объем функций цифровых защит определяется заводом изготовителем, но, как правило, цифровые РЗ, предназначенные для защиты фидеров 6 – 35 кВ имеют в своем составе выполнение следующих функций. Трехступенчатую МТЗ с возможностью выполнения как независимой выдержкой времени, так и с зависимой, причем последняя может иметь несколько видов зависимостей, а именно две международных (L – типа и N – типа) и две отечественных, близких к характеристикам реле РТВ и РТ80(90). Предусматривается также возможность блокировки по напряжению, линейному или по напряжению обратной последовательности и контроль направления мощности КЗ. Кроме того, предусматривается выполнение функций, относящихся к автоматике (автоматическое повторное включение, автоматический ввод резерва и др.), и некоторые другие, о чем речь пойдет в последующих главах. Предусматривается также запись аварийных процессов (токов, напряжений, срабатывание РЗ с фиксацией времени). Настройка защит на заданные функции и уставки осуществляется программно, путем нажатия на соответствующие кнопки и ключи согласно инструкциям по настройке.

Большинство цифровых устройств РЗ имеют систему самодиагностики. В определенный, заданный момент времени устройство отключает выходные каналы и начинает имитировать все параметры настройки, проверяя прохождение всех команд. По окончании проверки защита автоматически вводится в работу. При обнаружении отклонений на дисплее высвечивается тревожный сигнал.

По мнению специалистов цифровые РЗ имеют ряд преимуществ, к которым можно отнести уменьшение габаритов, экономия кабельной продукции, унификация технических решений и их расширение, уменьшение затрат на эксплуатацию. Однако относительно небольшой опыт их эксплуатации не позволяет сделать окончательный вывод об их надежности и эффективности. Но с большой степенью вероятности можно утверждать, что за ними будущее.

ЛЕКЦИЯ 6. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ ЗАЩИТЫ

Принцип действия и общая блок-схема. Дифференциальные защиты являются разновидностью токовых защит. Существует несколько вариантов выполнения дифференциальных защит, однако их общий принцип действия сводится к сравнению величин и фаз всех токов защищаемого объекта. Если рассматривать защищаемый объект как обобщенный узел, то можно рассматривать дифференциальный принцип на основе закона Кирхгофа и говорить о геометрической сумме токов всех присоединений защищаемого объекта. Дифференциальные защиты по принципу своего действия относятся к защитам с абсолютной селективностью.

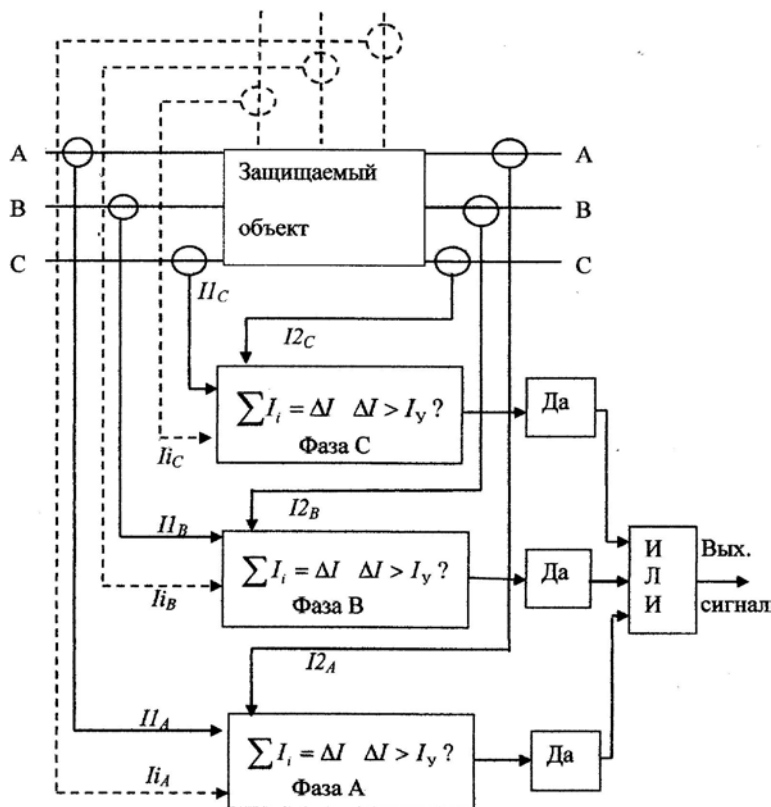


Рис. 6.1.

Блок-схема, показывающая общий принцип действия дифференциальной защиты, изображена на рис. 6.1. Защищаемым объектом может быть любой элемент электрической системы: электрические генераторы, мощные электродвигатели, ВЛ, КЛ, сборные шины и другие элементы электрических систем. Защищаемый объект может иметь только два ввода (электродвигатели, двухобмоточные трансформаторы), три (трехобмоточные трансформаторы,

автотрансформаторы) и несколько, например сборные шины, к которым может быть подключено десяток и более присоединений. Штриховые линии условно показывают на возможное любое количество присоединений. Каждое присоединение должно быть оборудовано трансформаторами тока, которые в общем случае выравнивают вторичные токи и определяют зоны действия дифференциальной защиты. Последнее означает, что зона, находящаяся между трансформаторами тока есть защищаемая зона. При КЗ в этой зоне дифференциальная защита срабатывает и отключает выключатели всех присоединений. При внешних КЗ, находящихся за пределами защищаемой зоны защита не срабатывает. Не срабатывает она и при нормальных режимах, связанных с электроснабжением потребителей.

Теоретически при внешних КЗ сумма переменных токов всех присоединений должна быть равна нулю, однако на практике она равна

некоторому току небаланса (ΔI). Это объясняется наличием погрешности у трансформаторов тока (см. лекцию 3), неточным подбором их коэффициентов трансформации и некоторыми другими причинами. При этом уставку срабатывания дифференциальной защиты выбирается так, чтобы отстроиться от тока небаланса. Одновременно существует другое требование к выбору уставки, именно она должна обеспечить срабатывание защиты при КЗ в защищаемой зоне. Наличие блока ИЛИ обеспечивает появление выходного сигнала при появлении на его входе даже одного сигнала, или двух, или трех.

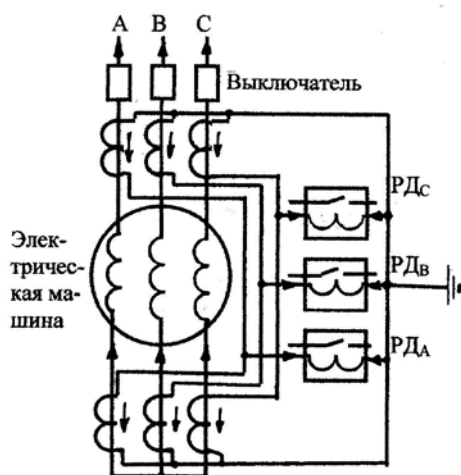


Рис. 6.2.

Дифференциальная защита мощных электрических машин. На рис. 6.2. приведена схема дифференциальной защиты электрического генератора или мощного электродвигателя. Обязательным условием возможности выполнения дифференциальной защиты электрической машины является образование нейтрали за пределами корпуса, это требование необходимо для установки трансформаторов тока со стороны нейтрали. Трансформаторы тока со стороны выводов как правило устанавливаются после выключателя генератора, так, чтобы он попадал в зону действия дифференциальной

защиты. Обмотки токовых дифференциальных реле включены на разность вторичных токов поступающих от трансформаторов тока одноименных фаз. На рисунке показано направление первичных и вторичных токов нормального режима и при внешнем КЗ. Через реле, как видно из рисунка, токи протекают в разных направлениях, фактически через реле протекает только ток небаланса. При КЗ в защищаемой зоне, например на выводах электрической машины, токи со стороны электрической системы (верхние на рис. 6.2) меняют направление, обмотках дифференциальных реле теперь токи складываются, реле срабатывает и отключает выключатели. Для реализации блока ИЛИ контакты дифференциальных реле должны быть соединены параллельно.

Здесь изложен принцип выполнения дифференциальных защит электрических машин. Реальные защиты могут быть гораздо сложнее. Обмотки некоторых мощных генераторов имеют исполнение в виде двух параллельных ветвей, что позволяет выполнить дополнительную дифференциальную защиту с контролем токов этих параллельных ветвей, обеспечив тем самым чувствительность к витковым замыканиям в обмотках. Да и сами дифференциальные реле имеют более сложную конструкцию.

Расчет параметров срабатывания дифференциальных защит генераторов и мощных электродвигателей сводится к следующему. Рассчитывается ток внешнего КЗ, который идет электрической машины. Рассчитывается

вторичный ток небаланса. С коэффициентом запаса выбирается уставка. Проверяется чувствительность защиты при КЗ на выводах машины.

Некоторые виды дифференциальных защит будут рассмотрены при изложении вопросов защит отдельных элементов.

Пример расчета дифференциальной защиты электрического генератора. Исходные данные. $P_H = 20$ МВт, $\cos\varphi = 0.9$, $U_H = 10$ кВ, $X''_d = 0.12$, $E'' = 12.5$ кВ. Ток КЗ на выводах генератора, поступающий из электрической системы равен $I_{K3C} = 19.3$ кА.

Расчет номинального тока:

$$I_H = \frac{P_H}{\cos\varphi \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{20}{0.9 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 1.28 \text{ кА} = 1280 \text{ А.}$$
 Выбираем трансформаторы тока с коэффициентом трансформации $n_{TT} = 2000/5 = 400$. Осуществляем перевод сверхпереходного сопротивления из относительных единиц в абсолютные (Омы): $X_d = X''_d \cdot \frac{U_H^2}{P_H \cdot \cos\varphi} = 0.12 \cdot \frac{10^2 \cdot 0.9}{20} = 0.54 \text{ Ом.}$ Рассчитаем

сквозной ток трехфазного внешнего КЗ, который примем равным току трехфазного КЗ на выводах генератора:

$$I_{K3BHE} = I_{K3Г} = \frac{E''}{\sqrt{3} \cdot X''} = 13.4 \text{ кА} = 13400 \text{ А.}$$
 Приняв погрешность

трансформаторов тока $\varepsilon = 0.1$ (10 %), рассчитаем ток небаланса:

$$\Delta I = \varepsilon \cdot I_{K3BHE} = 0.1 \cdot 13400 = 1340 \text{ А, } \Delta I_{BT} = \frac{\Delta I}{n_{TT}} = \frac{1340}{400} = 3.35 \text{ А.}$$
 Приняв

коэффициент запаса (отстройки) $k_3 = 1.2$, находим уставку дифференциальной защиты: $I_y = k_3 \cdot \Delta I_{BT} = 1.2 \cdot 3.35 = 4.02 \text{ А.}$ Теперь проверяем чувствительность защиты при КЗ на выводах генератора. Проверку чувствительности выполним с учетом предположения, что происходит двухфазное короткое замыкание и генератор включается на короткое замыкание сразу за генераторным выключателем:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K3Г} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{n_{TT} \cdot I_y} = \frac{13400 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{400 \cdot 4.02} = 7.21.$$
 Минимальная необходимая величина

коэффициента чувствительности 2. При КЗ непосредственно на выводах генератора и в режиме его работы параллельно с электрической системой чувствительность защиты увеличивается. Однако, в этом случае отключение выключателя не ликвидирует полностью КЗ, поскольку остается подпитка КЗ со стороны генератора. В таких случаях необходимо отключение автомата гашения магнитного поля ротора, который обмотку ротора отключает от системы возбуждения и замыкает на резистор.

Дифференциальные защиты трансформаторов и автотрансформаторов (АТ) стоят с учетом их особенностей. Первая особенность связана с тем, что первичные токи всех сторон трансформатора и АТ различны по величине, что требует выбора коэффициентов

трансформации трансформаторов тока такими, чтобы максимально уравнивать вторичные токи. Вторая особенность определяется группами соединения обмоток, что в свою очередь создает сдвиг по фазе между первичными токами. Следовательно, вторичные токи должны быть выравнены не только по величине, но и по фазе. Третья особенность задается возможным изменением коэффициента трансформации трансформатора или АТ. Действительно, положение устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) в процессе эксплуатации может находиться в произвольном положении, что приводит к произвольному изменению величин токов. Все это должно учитываться при расчете параметров срабатывания дифференциальных защит трансформаторов и АТ. Простейший пример расчета дифференциальной защиты трансформатора приведен в приложении 3.

Микропроцессорные дифференциальные защиты. Многие цифровые (микропроцессорные) многофункциональные устройства РЗ включают в себя функцию дифференциальной защиты электродвигателей, генераторов, трансформаторов сборных шин, ВЛ и др. Эти устройства выполняют все операции, предусмотренные блок-схемой, но выполняются уже не в аналоговом варианте, а в цифровом. Другими словами, производятся вычисления токов небаланса и сравнения с уставками защиты. При этом появляются и реализуются некоторые новые возможности. Например, выравнивание вторичных токов при неточном выборе коэффициентов трансформации трансформаторов тока, компенсация сдвига по фазе вторичных токов, учет фактического положения регуляторов напряжения под нагрузкой трансформаторов и автотрансформаторов (РПН) и ряд других функций. Функции дифференциальных защит имеют такие устройства, как БРМЗ-ВВ-86, SPAD-300 и другие.

ЛЕКЦИЯ 7. ДИСТАНЦИОННЫЕ ЗАЩИТЫ

Дистанционные защиты получили широкое распространение в основном для защиты воздушных линий электропередачи (ВЛ), хотя реже они применяются и для защит других объектов, генераторов, трансформаторов, автотрансформаторов. Ввиду краткости нашего курса будем рассматривать дистанционные защиты только применительно к защитам ВЛ.

Теория дистанционных защит пожалуй наиболее трудна для восприятия, глубокое изучение этих защит вообще говоря требует знаний теории функций комплексного переменного, что всегда порождает определенные трудности при изложении материала. Поэтому сведения о дистанционных защитах будут представлены с упором на их принципы действия с минимальным использованием математического аппарата.

Для начала рассмотрим ВЛ и представим ее в координатах ее электрических параметров. Известно, что основными параметрами ВЛ являются: удельное активное сопротивление (r Ом/км), удельное реактивное

сопротивление (x Ом/км), удельная поперечная проводимость (y Сим/км), в основном связанная емкостями проводов, длина ВЛ (L км). Из перечисленных параметров мы не будем учитывать проводимость, во-первых потому, что заметное влияние она оказывает на длинных ВЛ высокого и сверх высокого напряжения, а во-вторых для упрощения изложения материала.

Полное сопротивление ВЛ можно представить по разному, например в комплексном виде:

$$Z = r \cdot L + jx \cdot L = (r + jx) \cdot L = R + jX, \quad (7.1)$$

где j – мнимая единица, R и X активное и реактивное сопротивления всей ВЛ. Можно представить в виде модуля полного сопротивления:

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}. \quad (7.2)$$

Если попытаться определить полное сопротивление ВЛ на произвольном расстоянии от ее начала, то необходимо ввести переменную длины ВЛ (l_x), которая может изменяться от 0 до L . Тогда полное сопротивление ВЛ в функции расстояния изобразится в следующем виде:

$$Z(l) = r \cdot l + jx \cdot l = (r + jx) \cdot l = R(l) + jX(l). \quad (7.3)$$

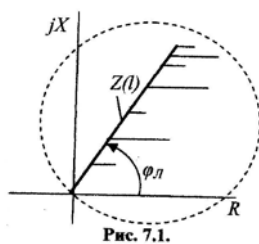


Рис. 7.1.

Эта зависимость представляет собой прямую линию в координатах R и X , которая изображена на рис. 7.1. Угол наклона этой прямой называется углом линии. Величина угла находится в пределах 50 – 80 градусов и зависит от типа проводов, опор, в конечном итоге от класса напряжения ВЛ. КЗ на ВЛ редко бывают чисто металлическими, обычно в месте КЗ возникает

переходное сопротивление, которое обязано своему появлению электрической дуге или сопротивлению дерева, которое упало на ВЛ. В любом случае это переходное сопротивление носит характер активного сопротивления, которое добавляется к активному сопротивлению проводов. Однако, предсказать величину активного сопротивления переходного сопротивления невозможно, оно носит случайный характер. На рис. 7.1 переходное сопротивление изображено в виде линий параллельных оси R , длина которых разнообразна. Величина переходного сопротивления при междуфазных КЗ может достигать десятков Ом, а при замыканиях на землю сотен Ом. Отсюда следует вывод, что если сделать ставку на выявление КЗ с помощью измерения сопротивления до места КЗ, то необходимо иметь такую характеристику защиты, которая охватывала бы все возможные величины сопротивлений, образованных КЗ. Например, такой характеристикой может быть окружность, изображенная штрихом на рис. 7.1.

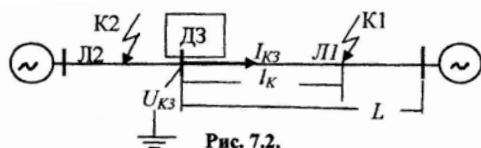


Рис. 7.2.

Теперь рассмотрим схему ВЛ с двухсторонним питанием и дистанционную защиту, установленную для защиты Л1. Будем рассматривать

трехфазное КЗ на Л1 на некотором расстоянии l_K . В начале ВЛ, где

установлена дистанционная защита, фиксируется фазное напряжение КЗ (U_{K3}) и ток КЗ (I_{K3}). Нетрудно вычислить сопротивление до места КЗ:

$$Z_{K3} = \frac{U_{K3}}{I_{K3}}. \quad (7.4)$$

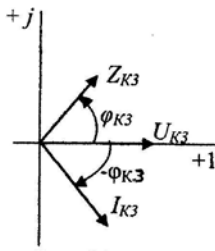


Рис. 7.3.

Теперь разберем векторную диаграмму КЗ, изображенную на рис. 7.3. Напряжение КЗ совмещено с действительной осью, ток КЗ отстает от напряжения на некоторый угол φ_{K3} , отличающийся от угла линии за счет влияния переходного сопротивления. Используя векторную диаграмму, представим формулу (7.4) в показательной форме:

$$Z_{K3} = \frac{U_{K3}}{I_{K3} \cdot e^{-j\varphi_{K3}}} = \frac{U_{K3}}{I_{K3}} \cdot e^{j\varphi_{K3}} = |Z_{K3}| \cdot e^{j\varphi_{K3}}. \quad (7.5)$$

Полученная формула отражает на комплексной плоскости все возможные случаи сопротивлений при КЗ в любой точке ВЛ и при любом переходном сопротивлении. Естественно, что все эти сопротивления КЗ должны покрываться характеристикой дистанционной защиты, для этого достаточно принять $|Z_y| = k_3 \cdot |Z_L|$ $\varphi = 0 - 360$ градусов. Такая характеристика показана на рис. 7.4, которая представляет собой окружность с центром в начале координат, радиус которой равен сопротивлению уставки. При реализации дистанционных защит используется уравнение (7.5) в измененном виде и на грани срабатывания, когда $Z_{K3} = Z_y$:

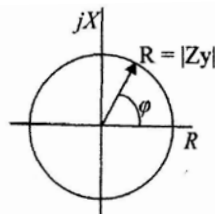


Рис. 7.4.

$$U_{K3} = Z_{K3} \cdot I_{K3}, \quad U_{K3} = Z_y \cdot I_{K3}. \quad (7.6)$$

При этом условие попадания сопротивления КЗ внутрь окружности формулируется в виде (сравнение размеров комплексных величин возможно только через модули):

$$|U_{K3}| \leq |Z_y \cdot I_{K3}|. \quad (7.7)$$

Устройства дистанционной защиты основанные на этом принципе действительно существуют, но они обладают одним существенным недостатком, а именно отсутствием направленности. Действительно, для таких защит не важно, на какой ВЛ происходит КЗ, важно, чтобы сопротивление на зажимах реле было бы меньше уставки. Это означает, что такая защита отключит защищаемую ВЛ при КЗ на смежной ВЛ, что во многих случаях недопустимо (см. рис. 7.2, при КЗ на Л2 дистанционная защита отключает ВЛ1).

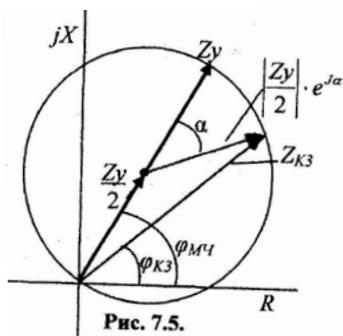


Рис. 7.5.

Для устранения этого недостатка необходимо выполнить дистанционную защиту направленной, что сводится к реализации характеристики смещенной относительно начала координат, как показано на рис. 7.5. Диаметр окружности равен величине уставки. Он образует с осью R угол максимальной чувствительности $\varphi_{MЧ}$. На рисунке

Z_{K3} находится на грани срабатывания, т.е. на окружности, образуя угол $K3$ (см. рис. 7.3.). В принципе это граничное положение сопротивления может перемещаться, скользя по характеристике дистанционной защиты. Такое граничное состояние можно описать векторным уравнением:

$$\frac{Z_y}{2} + \left| \frac{Z_y}{2} \right| \cdot e^{j\alpha} = Z_{K3} \quad Z_{K3} - \frac{Z_y}{2} = \left| \frac{Z_y}{2} \right| \cdot e^{j\alpha}. \quad (7.8)$$

Умножив обе части уравнения (7.8) на I_{K3} , получаем:

$$Z_{K3} \cdot I_{K3} - \frac{Z_y}{2} \cdot I_{K3} = \left| \frac{Z_y}{2} \right| \cdot e^{j\alpha} \quad U_{K3} - \frac{Z_y}{2} \cdot I_{K3} = \left| \frac{Z_y}{2} \right| \cdot I_{K3} \cdot e^{j\alpha}. \quad (7.9)$$

Соответственно, условием попадания сопротивления $K3$ внутрь окружности будет условие:

$$\left| U_{K3} - \frac{Z_y}{2} \cdot I_{K3} \right| \leq \left| \frac{Z_y}{2} \cdot I_{K3} \right|. \quad (7.10)$$

Теперь рассмотрим принципиальный вариант реализации дистанционного реле с направленной характеристикой. Рассмотрим схему, представленную

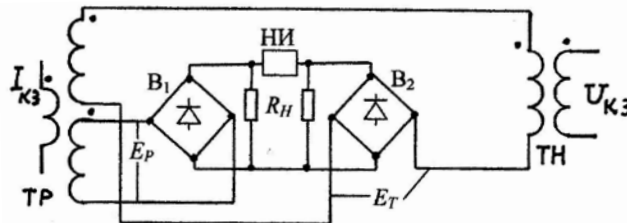


Рис. 7.6.

на рис. 7.6. Трансформатор ТН имеет коэффициент трансформации K_u . Трансреактор ТР, преобразующий ток в пропорциональное ему напряжение, имеет коэффициент преобразования K_i . Схема образует два контура, Первый – рабочий, подающий напряжение E_p на двухполупериодный выпрямитель B_1 . Второй – тормозной, образующий напряжение E_T , подаваемое на выпрямитель B_2 . Выпрямители нагружены на сопротивления нагрузки R_H . Нуль индикатор НИ включен на разность выпрямленных напряжений. Он представляет собой релейное устройство, обладающее большой чувствительностью, но срабатывающее только в том случае, если рабочее напряжение превышает тормозное. В старых конструкциях в качестве НИ использовалось чувствительное магнитоэлектрическое реле, в новых НИ строится на базе компараторов. Итак, условием срабатывания является упомянутое выше неравенство:

$$|E_T| \leq |E_p|. \quad (7.11)$$

Заменяя величины неравенства через напряжение и ток $K3$ и коэффициенты преобразования, получаем:

$$|K_u \cdot U_{K3} - K_i \cdot I_{K3}| \leq |K_i \cdot I_{K3}|. \quad (7.12)$$

Разделим обе части неравенства на K_u и примем $\frac{K_i}{K_u} = \frac{Z_y}{2}$, в результате

$$\text{получим: } \left| U_{K3} - \frac{K_i}{K_u} \cdot I_{K3} \right| \leq \left| \frac{K_i}{K_u} \cdot I_{K3} \right| \quad \left| U_{K3} - \frac{Z_y}{2} \cdot I_{K3} \right| \leq \left| \frac{Z_y}{2} \cdot I_{K3} \right|, \quad (7.13)$$

фактически, описываемое устройство реализует уравнение (7.10), полученное теоретически. Реальные реле имеют более сложную

конструкцию, например отпайки от витков ТР и ТН для получения возможности настройки на заданную величину Z_u , резонансный контур для обеспечения действия реле при близких КЗ, когда $U_{K3} = 0$, и другие.

Существует много вариантов исполнения дистанционных реле с использованием электромеханической, аналоговой и цифровой техники. В последнем случае вычислительными методами решается неравенство (7.13). Кроме того, современные средства позволяют получать характеристику дистанционных реле любой формы: в виде эллипса, треугольника и вообще многоугольника. Главное, чтобы все возможные значения сопротивлений КЗ попадали внутрь характеристики.

Основное преимущество дистанционных защит – их независимость от режима электрической системы, поскольку эти защиты реагируют на величину сопротивления до места КЗ. В качестве величин, подводимых к реле (U_{K3} , I_{K3}) используют линейное напряжение и разность фазных токов, точнее:

U_{AB} и $I_A - I_B$, U_{BC} и $I_B - I_C$, U_{CA} и $I_C - I_A$. Такой вариант формирования токов и напряжений применяется для того, чтобы исключить влияние токов и напряжений нулевой последовательности, возникающих при КЗ на землю.

Прежде, чем сформировать общую блок-схему дистанционной защиты необходимо отметить два ее недостатка и наметить пути борьбы с ними. Первый недостаток связан с возможностью ложной работы при исчезновении вторичного напряжения, подводимого к реле. Это возможно, например, при ошибочном отключении автомата, через который подается напряжение к защите, при возникновении КЗ во вторичных цепях. Понятно, что эти события не связаны с повреждением ВЛ. Для борьбы с этим недостатком создают устройство контроля исправности цепей напряжения. При любом конкретном исполнении защиты на любой элементной базе используется следующий принцип. сравниваются два напряжения, полученные от трансформатора напряжения, одно напряжение берется от обмотки, соединенной в звезду, другое от одной обмотки, соединенной с другими в открытый треугольник. Если исчезают оба напряжения одновременно, то это близкое КЗ на ВЛ и защита может работать. Если исчезает напряжение только на одной обмотке, то это неисправность цепей напряжения и работа защиты должна быть заблокирована.

Второй недостаток связан с явлениями синхронных качаний в электрических системах иногда переходящих в асинхронных ход (см. приложение). В приложении показано, что центр качаний может находиться на защищаемой ВЛ. В этом случае напряжение в центре качаний может проходить через ноль, напряжение, подводимое к дистанционной защите, также значительно снижается, ток увеличивается, что воспринимается защитой, как КЗ. В результате опять ложная работа. Разработано и существует несколько вариантов устройств, разрешающих работу защиты только при КЗ и блокирующих в остальных случаях. Например, устройство, реагирующее на кратковременное появление несимметрии токов,

сопровождающих трехфазные КЗ. В последнее время выявились недостатки этого принципа и в основном стали использовать отличие скорости изменения напряжения, тока или сопротивления при КЗ (большая скорость) и качаниях (небольшая скорость):

$$\frac{d|I|}{dt} > A, \quad \frac{d|U|}{dt} < B, \quad \frac{d|Z|}{dt} < C, \quad (7.14)$$

где А, В и С – уставки, превышение которых говорит о возникновении КЗ. Иногда эти устройства называются пусковыми органами дистанционных защит.



Рис. 7.7.

Теперь можно сформировать блок-схему дистанционной защиты в классическом варианте, состоящей из трех ступеней, первая из которых работает без выдержки времени, защищает 0.85 – 0.90 от длины ВЛ. Вторая защищает всю ВЛ с коэффициентов запаса 1.2 – 1.3 и работает в

выдержкой времени. Третья ступень осуществляет принцип дальнего резервирования и защищает смежный элемент. В принципе выбор параметров срабатывания и согласования ступеней между собой изображается тем же графиком, как для МТЗ (рис.4.2). Сигнал, возникающий после срабатывания дистанционного реле любой ступени обязательно проходит блок И, на вход которого подается три сигнала: от реле, от устройства блокировки при качаниях и разрешающий сигнал от устройства контроля цепей напряжения. При поступлении всех трех сигналов формируется выходной сигнал, который уже действует на отключение выключателя.

Дистанционные защиты, как правило, входят в типовые комплекты защит, которые монтируют на металлических панелях. До сих пор работают старые панели серии ЭПЗ-1636. Они комплектуются из следующих защит: междуфазная токовая отсечка, трехступенчатая дистанционная защита, четырех ступенчатая МТЗ нулевой последовательности от КЗ на землю (о ней будет сказано в следующих лекциях) и пуск устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ). Панель построена с использованием электромеханических реле и аналоговой техники.

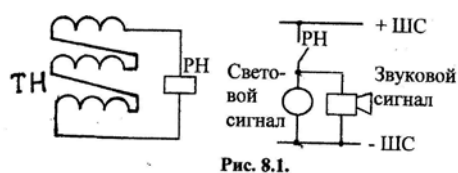
В дальнейшем эти панели были заменены другими, построенные в основном на базе аналоговой вычислительной техники, к которым относятся панели ШДЭ 2801 и ШДЭ-2802. Состав этих панелей тот же, что и у панелей ЭПЗ-1636.

Наконец, появились цифровые дистанционные защиты, входящие в состав соответствующих панелей.

ЛЕКЦИЯ 8. ЗАЩИТЫ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТОПЕРЕДАЧИ

Все воздушные (ВЛ) и кабельные (КЛ) линии электропередачи, сходящие в состав электрических сетей, необходимо разделять на две категории: с глухим заземлением нейтрали (электрическая сеть напряжением ниже 1000 В и 110 кВ и выше) и без глухого заземления нейтрали (сеть 3, 6, 10 и 35 кВ).

Электрическая сеть 3 – 35 кВ характеризуется тем, что в этой сети существуют только междуфазные КЗ. Для защиты от них в основном используются МТЗ, рассмотренные в лекциях 4 и 5. В замкнутых, кольцевых сетях 35 кВ используют дистанционные защиты, рассмотренные в лекции 7.



При замыканиях на землю в этих сетях не возникает больших токов, поэтому в большинстве случаев, когда разрешается работа сети с замыканием на землю до отыскания места повреждения, используется сигнализация, звуковая и световая,

информирующая о возникновении замыкания на землю (см. рис. 8.1). В других случаях, в сетях с повышенными требованиями электробезопасности используется релейная защита, действующая на отключение поврежденного фидера. Однако, имеются трудности в создании универсальных селективных защит от замыканий на землю.

Защита элементов сети ниже 1000 В будет рассмотрена в одной из последующих лекций. В настоящей лекции в основном будут затронуты вопросы защиты ВЛ и КЛ напряжением 110 кВ и выше.

Поскольку в сетях 110 кВ и выше основное предназначение РЗ сводится к сохранению устойчивой работы электрической системы, то значительное внимание при организации защиты этих ВЛ уделяется быстродействующим основным защитам. Классическое использование трехступенчатых дистанционных и земляных защит возможно на радиальных, тупиковых ВЛ. Транзитные ВЛ, входящие в состав кольцевых электрических сетей, как правило оборудуются дополнительными быстродействующими защитами, некоторые из которых будут рассмотрены ниже.

В сетях 110 кВ и выше возможны все четыре вида КЗ: трехфазное, двухфазное (АВ, ВС и СА), двухфазное на землю (АВ и на землю, ВС и на землю, и СА и на землю) и однофазное КЗ на землю (А, В и С). Последние два вида КЗ связаны с появлением токов нулевой последовательности. Первые три вида КЗ защищаются защитами от междуфазных КЗ, а именно, МТЗ и дистанционными, рассмотренными ранее. КЗ на землю составляют около 80 % от всех видов КЗ, поэтому для защиты от этих видов КЗ создается особый вид защит, которые называются максимально-токовые защиты нулевой последовательности от КЗ на землю (МТЗНП). В сокращенном виде их называют земляными защитами.

Защиты от КЗ на землю. Было уже упомянуто и в приложении показано, что КЗ на землю сопровождаются появлением токов и напряжений нулевой последовательности. Напряжение нулевой последовательности получается от обмотки, соединенной в открытый треугольник трансформатора напряжения (см. лекцию 3). Для получения токов нулевой

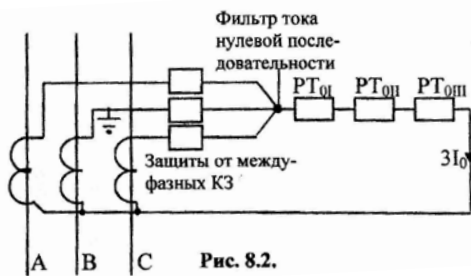


Рис. 8.2.

последовательности необходимо создание соответствующего фильтра, который, однако, реализуется довольно просто. На рис. 8.2 показаны токовые цепи, образующие узел, в котором соединяются все токи фаз. Этот узел, по сути, и является фильтром токов нулевой последовательности, реализующим известную формулу:

$$3I_0 = I_A + I_B + I_C. \quad (8.1)$$

Одним из преимуществ земляной защиты является простота получения требуемых токов нулевой последовательности, вторым преимуществом следует считать тот факт, что одно токовое реле, включенное в цепь нулевой последовательности, защищает от КЗ на землю три фазы как при однофазных

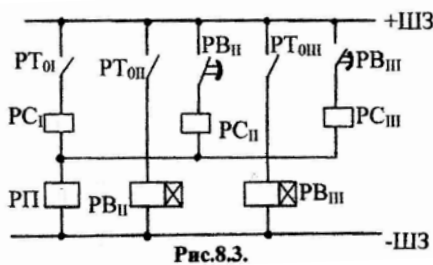


Рис.8.3.

КЗ на землю, так и при двухфазных КЗ на землю при любых сочетаниях фаз. Схема оперативных цепей приведена на рис. 8.3. Представлена классическая схема трехступенчатой МТЗ нулевой последовательности, три токовых реле которой представлены на рис. 8.2. Реле промежуточное РП как и в предыдущих

случаях действует на отключение выключателя.

В сложных схемах электрических сетей при двух и многостороннем питании МТЗНП также требует ввода направленности, но теперь уже должно контролироваться направление мощности нулевой последовательности.

Векторная диаграмма, показывающая соотношения между напряжением и током нулевой последовательности при КЗ на землю, изображена на рис. 8.4. Особенность этой диаграммы заключается в том, что ток нулевой последовательности опережает напряжение нулевой последовательности, поэтому при подаче этих составляющих на реле направления мощности ток или напряжение выворачивают на 180 градусов (на рис.8.4 штрихом показан вывернутый ток). Разделительная штрихованная линия привязана к вывернутому току. Конструкции реле направления мощности нулевой последовательности представлены электромеханическими, статическими и цифровыми вариантами исполнения, в принципе они похожи на реле направления мощности, используемые для междуфазных КЗ.

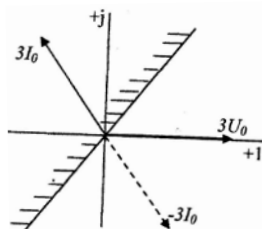
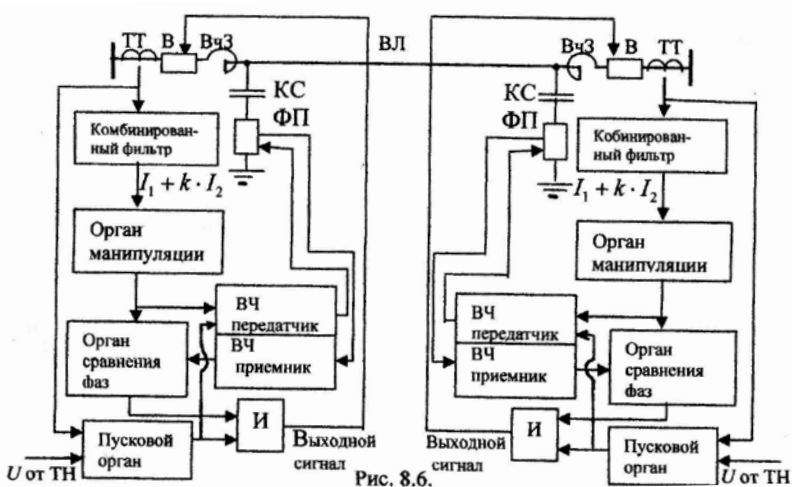


Рис. 8.4.

Дифференциальные защиты ВЛ напряжением 110 кВ и выше.

Продольные дифференциальные защиты. Они используются на коротких ВЛ, длиной не более 1 – 2 км. Для реализации такой защиты необходимо проложить контрольный кабель, который должен следовать от тех же ПС или электростанций и к тем же ПС или электростанциям, как и защищаемая ВЛ. Блок-схема продольной дифференциальной защиты показана на рис. 8.5. В качестве источника информации о токах ВЛ используется сочетание токов прямой и обратной последовательности, $I_1 + k \cdot I_2$,

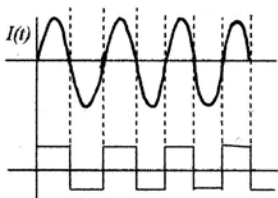
которое получается с помощью комбинированного фильтра, где k – коэффициент больший 1 и повышающий чувствительность защиты к междуфазным несимметричным КЗ. Обмен информации об этих комбинированных токах осуществляется при помощи контрольного кабеля. В конечном итоге по концам ВЛ происходит сравнение своего и поступившего тока дифференциальным органом.



При внешних КЗ и нормальном режиме эти токи равны и вычитаются, дифференциальный орган не срабатывает. При внутреннем КЗ на ВЛ токи складываются, дифференциальный орган срабатывает и дает команду на отключение выключателя. Эта процедура имеет место с каждой стороны ВЛ.

Продольная дифференциальная защита является основной защитой ВЛ и работает в сочетании другими многоступенчатыми защитами.

Дифференциально-фазная высокочастотная защита. Ее действие основано на сравнении фаз токов по концам ВЛ. Поскольку для передачи информации о токах с одного конца ВЛ на другой используются высокочастотные каналы связи, то длина защищаемой ВЛ не ограничивается. Блок-схема защиты показана на рис. 8.6. Защита состоит из двух полукомплектов, расположенных по концам ВЛ. Каждый полукомплект устроен одинаково и состоит из следующих основных элементов. Из токов трех фаз в защите используется сочетание токов последовательностей, получаемых с помощью комбинированного фильтра, в данном случае используется сочетание токов прямой и обратной последовательности



$I_1 + k \cdot I_2$. Полученный ток поступает на вход манипулятора, который преобразует синусоидальный ток в прямоугольные импульсы (рис.8.7), возникновение которых соответствует переходу синусоидального тока через ноль. Фактически, импульсы несут информацию о фазе тока и поступают на вход органа сравнения фаз и на вход вч. передатчика. однако, в нормальном режиме передачи мощности по ВЛ пусковой орган молчит, вч. передатчик не работает, следовательно нет выходного сигнала. При внешнем КЗ пусковые органы запускают вч. передатчики. Прямоугольные импульсы, поступающие на вход передатчика, манипулируют вч. сигналом, образуя вч. импульсы, которые поступают на вход фильтра присоединения (ФП) и через конденсатор связи подаются на ВЛ. Поскольку вч. заградитель (ВчЗ) представляет собой большое сопротивление для вч. сигналов они идут вдоль ВЛ и попадают на ее противоположный конец, далее через конденсатор, фильтр присоединения на вход приемника. Приемник детектирует вч. сигнал, выделяет прямоугольные импульсы и подает их в орган сравнения фаз. Одновременно на вход этого же органа подается прямоугольные импульсы, образованные своим током. В данном случае (внешнее КЗ) импульсы находятся в противофазе (сдвинуты на 180 градусов) в результате образуют постоянный ток. Назначение органа сравнения фаз – выделение переменной составляющей, которой в рассматриваемом случае нет, на выходе органа сравнения фаз сигнал не появляется. Поэтому, несмотря на подачу сигнала от пускового органа на блок И на его выходе нет сигнала и отключение выключателя не происходит. При КЗ на ВЛ токи по ее концам направлены от шин, образуемые ими прямоугольные импульсы совпадают по фазе, появляется переменная составляющая, орган сравнения фаз выделяя ее подает сигнал на блок И и, поскольку пусковой орган тоже срабатывает, появляется выходной сигнал, отключающий выключатель. Это происходит одинаково с двух сторон ВЛ. Пусковой орган может быть устроен по разному, главное, чтобы он реагировал на появление КЗ, например, на появление тока обратной и нулевой последовательности, увеличение фазного тока, снижение линейного или фазного напряжения.

Реальные защиты имеют много дополнительных элементов, которые не упомянуты, их отсутствие в описании не меняет общего принципа работы дифференциально-фазных защит. До сих пор работают защиты этого типа выполненные на электромеханических реле, однако уже работают и цифровые защиты.

Поперечная дифференциальная защита параллельных ВЛ. Речь

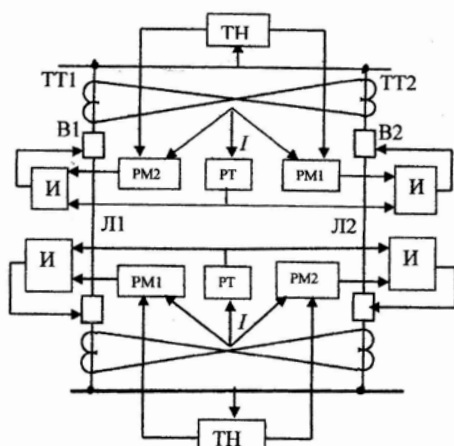
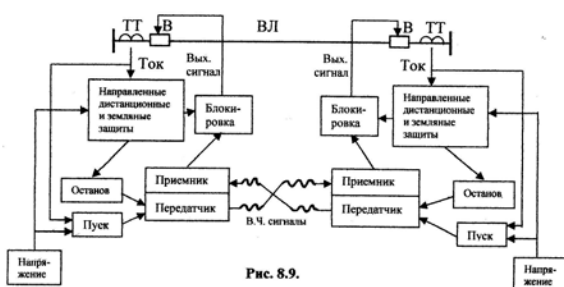


Рис. 8.8.

будет идти о двух параллельных ВЛ, которые могут быть выполнены в двухцепном исполнении на двухцепных опорах или в виде двух отдельных ВЛ, проложенных в одной трассе. Главное, чтобы их электрические параметры были одинаковые. Схема таких двух ВЛ и блок-

схема поперечной дифференциальной защиты показана на рис. 8.8. В нормальном режиме обе ВЛ в работе и поскольку их параметры одинаковые, передаваемые мощности одинаковые и токи тоже одинаковые. Вторичные обмотки трансформаторов тока, как показано на схеме, включены встречно (по схеме именуемой восьмеркой). Другими словами, ток, обозначенный на схеме как I и подаваемый в защиту, является геометрической разностью токов ВЛ, приблизительно равен нулю, защита не работает. Аналогично описывается поведение защиты и при внешних КЗ. При КЗ на одной из ВЛ ток поврежденной ВЛ преобладает, срабатывает токовое реле РТ. Далее с помощью реле направления мощности КЗ (РМ1 и РМ2) выявляется поврежденная ВЛ и команда идет на отключение именно этого выключателя. Описанное явление происходит с двух сторон ВЛ. Надо сказать, что поперечная дифференциальная защита имеет две особенности. Первая заключается в том, что при КЗ к началу какой либо ВЛ происходит отключение вначале только с одной стороны, а после этого с другой (так называемая каскадная работа защиты). Вторая особенность связана с появлением на ВЛ КЗ с одновременным обрывом провода. В этом случае излишне отключается и вторая неповрежденная ВЛ. К сожалению, до сих пор не найдено рецепта устранения этого недостатка защиты.

Направленные защиты с высокочастотной блокировкой (ускорением). Блокируются и ускоряются или отдельные дистанционные и земляные защиты или третьи ступени дистанционных и земляных защит.



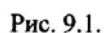
Связь полуккомплектов защит, расположенных по концам ВЛ, осуществляется высокочастотными приемниками и передатчиками и соответствующими в.ч. каналами связи. В качестве последних могут использоваться ВЛ, также, как и для дифференциально-фазной защиты (рис.

8.6), но могут использоваться и другие варианты каналов связи, например, ультракоротковолновая аппаратура, оптоволоконная и другая аппаратура. Блок-схема защит с в.ч. блокировкой (ускорением) изображена на рис. 8.9. При внешнем КЗ в первый момент запускаются передатчики с двух сторон, но с одной из сторон направленные защиты срабатывают и останавливают свой передатчик. Однако, с противоположной стороны направленные защиты не срабатывают и передатчик не останавливают, он посылает блокирующий сигнал на противоположную сторону, приемник принимает сигнал и блокирует работу защит. В результате выходные сигналы отсутствуют и отключение выключателей не происходит. В случае КЗ на защищаемой ВЛ, в первый момент также происходит пуск в.ч. передатчиков, но направленные защиты срабатывают с двух сторон, останавливают в.ч. передатчики, блокирующие сигналы отсутствуют и происходит ускоренное появление выходного сигнала и отключение выключателей.

ЛЕКЦИЯ 9. ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

При рассмотрении защит трансформаторов их делят на два вида. Первый вид - герметизированные трансформаторы, у которых верхняя крышка изолирует внутреннюю часть от внешней среды, а между верхним слоем

Защиты трансформаторов делятся на две категории, основные и резервные. К основным защитам относятся защиты, предназначенные



Для трансформаторов небольшой мощности (менее 6 МВА при одном трансформаторе на ПС и менее 4 МВА при двух параллельно работающих) возможно объединение основных и резервных защит, роль которых, как

Газовая защита. Все не герметичные трансформаторы имеют в качестве основной защиты газовую защиту. Она монтируется в трубе, соединяющей бак трансформатора с баком-расширителем (см. рис. 9.1). Газовые реле

имеют различные конструкции, но основная суть их работы следующая. В нормальном режиме уровень масла в маслонаполненных трансформаторах должен находиться не ниже уровня, указанного на баке-расширителе для неработающего трансформатора при соответствующей температуре. При аварийном снижении уровня масла ниже установки газового реле первая ступень его работает на сигнал. Также на сигнал газовое реле может сработать при движении по трубе с небольшой скоростью воздуха, выделяемого маслом при его нагревании. Вторая ступень газовой защиты работает при активном газообразовании в баке трансформатора, что связано с возникновением КЗ внутри трансформатора, сопровождаемого электрической дугой и разложением масла. Газомасляная смесь с большой скоростью проходит через газовое реле, вызывая срабатывание его второй ступени, действующей на отключение трансформатора.

Дифференциальная защита. Для одиночных трансформаторов мощностью более 6 МВА и для параллельно работающих трансформаторов мощностью от 4 МВА и выше обязательной основной защитой является дифференциальная защита. Общий принцип дифференциальной защиты приведен в лекции 6. В данной лекции следует упомянуть о некоторых особенностях дифференциальной защиты трансформаторов. Первой особенностью является то, что первичные токи отличаются друг от друга на величину коэффициента трансформации, который в свою очередь изменяется в зависимости от положения РПН. Попытка выровнять вторичные токи удастся далеко не всегда ввиду дискретных значений коэффициентов трансформации трансформаторов тока. Кроме того, заметное влияние оказывают группы соединения обмоток трансформатора, которые определяют группу соединения вторичных обмоток трансформаторов тока. Поэтому используют дополнительные величины для выравнивания, как говорят «плеч» силового трансформатора, например в электромеханических реле используют намагничивающие силы (см. приложение), в цифровых защитах вычисляют соответствующие поправки. Следует также учитывать, что дифференциальные защиты не реагируют на витковые КЗ. В этом случае основная ставка делается на газовые защиты. В некоторых случаях значительную трудность представляет отстройка от внешних КЗ и от бросков токов намагничивания при включении трансформатора под полное напряжение. В этих случаях приходится идти на усложнение дифференциальных защит. Далее, дифференциальные защиты усложняются в случае их применения для защиты трех и вообще многообмоточных

трансформаторов. Наконец, возможно построение дифференциальной защиты трансформатора, состоящей из двух частей. Первая часть, собственно дифференциальная защита трансформатора, использующая трансформаторы тока встроенные в высоковольтные вводы трансформатора. В зону этой части входит все, что находится в баке трансформатора. Для защиты высоковольтных вводов трансформатора и его выключателей выполняют вторую часть, именуемую дифференциальной защитой вводов или дифференциальной защитой ошиновки. Особенно часто такой вариант защиты трансформаторов характерен для мощных автотрансформаторов, пример которой показан на рис. 9.2. Автотрансформатор (АТ) имеет три напряжения : 330, 220 и 10 кВ. Вводы 330 и 220 кВ имеют встроенные трансформаторы тока (обозначены ТТ330В и ТТ220В). Кроме того между выключателями и шинами установлены отдельно стоящие трансформаторы тока (обозначены ТТ330Ш и ТТ220Ш). Ошиновки 330 и 220 кВ на практике могут иметь длину от десятков до сотен метров, и они защищаются своими отдельными защитами. По сути они являются и защитами АТ, поскольку в их зону входят вводы АТ. Сам АТ защищается своей дифференциальной защитой. Стрелками показана подача токов от трансформаторов тока к соответствующим дифференциальным защитами. Все три дифференциальные защиты действуют на отключение всех трех выключателей АТ.

Резервные защиты. Кроме основных защит трансформаторы и АТ имеют резервные защиты, осуществляющие принцип дальнего резервирования. Суть дальнего резервирования сводится к тому, что КЗ должно быть отключено даже при отказе в отключении выключателя ближайшего смежного элемента или при отказе в действии его основной защиты. Как правило, в качестве резервных защит используют МТЗ от междуфазных КЗ и МТЗ НТ (земляные защиты) на той стороне трансформатора или АТ, которая работает в сеть с глухо заземленной нейтралью. Нередко на мощных трансформаторах и АТ в качестве резервных

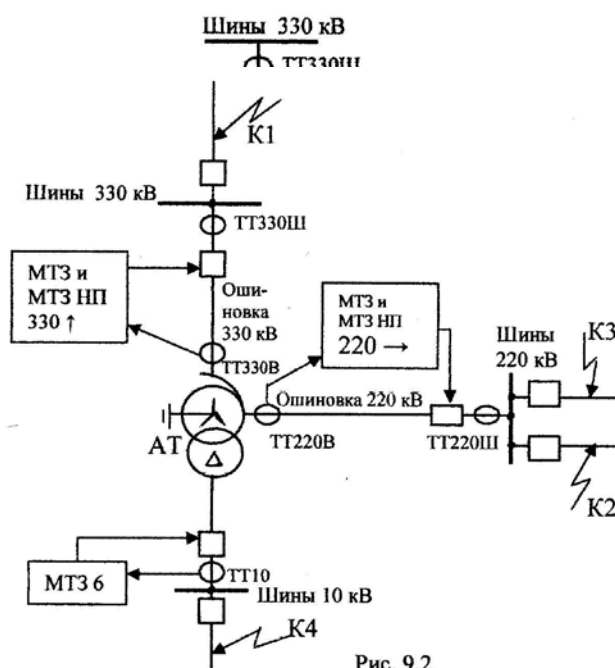


Рис. 9.2.

защит используют дистанционные защиты. В некоторых случаях резервные защиты делают ненаправленными и устанавливают с одной из сторон трансформатора или АТ, иногда появляется необходимость устанавливать резервные защиты со всех сторон. Все зависит от конкретных результатов расчетов токов КЗ.

На рис. 9.2 дан пример расположения резервных защит

АТ. Стрелками от трансформаторов тока показан путь тока, питающего защиту, стрелками от защит показано действие защиты на отключение соответствующего выключателя. Со стороны 330 кВ установлена направленная (показано стрелочкой) в сторону 330 кВ МТЗ и МТЗ НП, эта сеть работает с глухим заземлением нейтрали. Резервирует эта защита все виды КЗ на отходящей ВЛ (К1), при отказе выключателя этой ВЛ или ее защит отключается выключатель АТ со стороны 330 кВ. Аналогично построены резервные защиты со стороны 220 кВ, они резервируют отказ выключателей или защит отходящих ВЛ 220 кВ (К2 и К3). Со стороны 10 кВ резервная защита выполнена только в виде не направленной МТЗ. Такое упрощение возможно потому, что, во-первых, эта сеть работает без глухого заземления нейтрали, во-вторых, она может не иметь собственных источников, в результате не требуется направление. При КЗ на отходящих фидерах и отказе их выключателей или защит резервная защита АТ со стороны 10 кВ отключает выключатель 10 кВ АТ и ликвидирует КЗ.

Все резервные защиты действуют с выдержкой времени и согласовываются с основными защитами смежных элементов. В принципе смежными элементами могут быть не только ВЛ, показанные на рис. 9.3, но и другие трансформаторы и АТ, генераторы, мощные электродвигатели, сборные шины.

Кроме основных и резервных защит трансформаторы и АТ могут оборудоваться защитами от перегрузки, которая рассчитывается с учетом допустимых перегрузок в аварийных случаях.

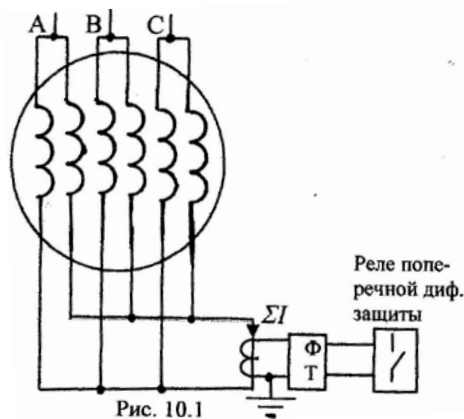
Кроме того, трансформаторы и АТ оборудуются различными видами автоматики, которая обеспечивает необходимое охлаждение и, как правило, работает в функции нагрузки. Например, трансформаторы и АТ с принудительной циркуляцией воздуха (вентиляторы, гоняющие охлаждающий воздух через радиаторы) и естественной циркуляцией масла в баке должны иметь автоматику включающую электродвигатели вентиляторов при достижении температуры масла 55° Цельсия или при достижении номинальной нагрузки вне зависимости от температуры масла.

ЛЕКЦИЯ 10. ЗАЩИТЫ ГЕНЕРАТОРОВ

Защиты электрических генераторов также делятся на две категории: основные и резервные. Правда, генераторы небольшой мощности (до 1 МВт) оснащаются МТЗ выполняющими две роли: в качестве основных защит при повреждениях генератора и в качестве резервных защит при КЗ на смежных элементах и отказе их защит или выключателей.

Дифференциальные защиты. Генераторы мощностью свыше 1 МВт в качестве основной защиты имеют дифференциальную защиту, пример схемы которой показан на рис. 6.2 и описание дано в лекции 6. Такую дифференциальную защиту называют продольной дифференциальной защитой обмотки статора генератора. Непременным условием возможности

выполнения такой защиты является образование нейтрали обмоток статора генератора вне корпуса, что необходимо для монтажа трансформаторов тока со стороны нейтрали. В лекции 6 было упомянуто, что продольная дифференциальная защита чувствует только междуфазные КЗ внутри статора генератора, при витковых замыканиях она бездействует и ждет когда витковое замыкание перейдет в междуфазное. Защиту от витковых замыканий можно создать для тех генераторов, каждая фаза обмотки статора которых выполнена в виде двух параллельных ветвей (рис.10.1). При этом появляется возможность выполнить поперечную дифференциальную защиту. Пример односистемного варианта поперечной дифференциальной защиты дает схема рис. 10.1. Принцип действия следующий. В нормальном режиме и при междуфазных КЗ токи каждой ветви и каждой фазы равны. При этом, токи



каждой ветви относительно трансформатора тока включены встречно. Следовательно, в этих режимах сумма токов, проходящая через трансформатор тока равна нулю ($\Sigma I \approx 0$). При возникновении виткового КЗ на одной из ветвей обмотки токи поврежденной ветви и не поврежденной становятся не равными, через трансформатор тока начинает протекать ток. Фильтр ФТ не пропускает частоты кратные 50 Герцам, в основном кратные трем. Исполнительное реле при срабатывании

отключает выключатель генератора. Выполнение такой защиты возможно для генераторов, работающих с изолированной нейтралью. В других случаях заземления нейтрали требуется выполнение более сложных поперечных защит.

Защиты от замыкания одной фазы на землю. Большинство электрических генераторов работают с изолированной или компенсированной нейтралью. В случае замыкания на землю (практически на корпус) одной обмотки генератора токи замыкания определяются суммарной емкостью сети, на которую работает генератор. Эти токи, как правило, не велики, они находятся в пределах от долей Ампера до нескольких десятков Ампер. Кроме того, не во всех случаях удастся выявить место расположения замыкания, в генераторе или в прилегающей сети. Наконец, замыкание может иметь место в любом месте обмотки, близко к выводам, в середине или близко к нейтрали. Все это порождает целый ряд трудностей при создании универсальной защиты генератора от замыканий на землю. Применяемые на практике защиты от замыканий обмотки статора на землю весьма разнообразны, их конкретное исполнение во многом зависит от схемы подключения генератора к электрической сети (блочная схема – генератор-трансформатор, работа на сборные шины и т.п.), от общей длины электрических сетей, от мощности генератора и др. Для выявления замыкания на землю используют появление напряжения нулевой

последовательности в нейтрали генератора, появление тока нулевой последовательности при помощи соответствующих трансформаторов тока. Используют также подвод к обмоткам статора отдельного напряжения переменного или постоянного тока, которое при замыкании на землю создает ток сигнализирующий о замыкании, возможны и другие варианты выполнения защиты. В случае гарантии селективности защиты она действует на отключение генератора, при отсутствии гарантии защита действует на сигнал, предоставляя оперативному персоналу отыскать фактическое место повреждения.

Защита обмотки ротора генератора. Защита от замыкания на землю (фактически на корпус ротора) в одной точке. Эта защита выполнена в виде электрического моста, который находится в уравновешенном состоянии, когда изоляция обмотки ротора не повреждена, как правило, она должна

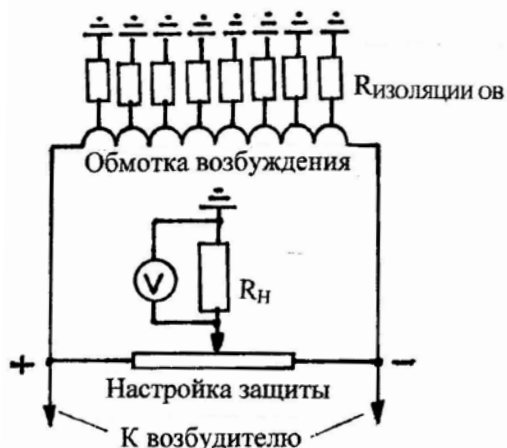


Рис. 10.2.

иметь сопротивление не ниже 0.5 МОма для обычных генераторов. Упрощенная принципиальная схема такой защиты показана на рис.10.2. Обмотка возбуждения ротора имеет распределенное по длине обмотки сопротивление изоляции, представленное на рис. 10.2 серией сосредоточенных сопротивлений ($R_{\text{изоляции об}}$), количество которых по идее должно стремиться к бесконечности. К обмотке возбуждения от системы возбуждения (возбудителя) подается напряжение постоянного тока. К этому

напряжению подключается настроенный потенциометр, с помощью которого осуществляется настройка электрического моста, образуемого двумя плечами настроенного потенциометра и распределенным сопротивлением изоляции ротора (всё сопротивление изоляции делится пополам). При исправной изоляции настройка сводится к тому, что напряжение на нагрузочном резисторе (R_H) минимальное (теоретически оно должно быть равно нулю). При нарушении изоляции обмотки ротора мост расстраивается, на нагрузочном резисторе появляется напряжение. Если в качестве резистора использовать обмотку реле напряжения, то при расстройке моста оно сработает и даст команду на отключение генератора или выдаст сигнал о нарушении изоляции обмотки ротора. Чаще всего эта защита действует на сигнал, при появлении которого персонал должен выполнить соответствующие действия. А именно. Если нарушение изоляции ротора произошло на явнополюсных машинах (гидрогенераторы, четырехполюсные турбогенераторы), их работа при замыкании обмотки ротора на землю в одной точке категорически запрещается. Они должны быть разгружены и остановлены. Это связано с тем, что при появлении замыкания на землю в обмотке ротора во второй точке нарушается радиальная симметрия

магнитных потоков, возникают неуравновешенные радиальные усилия, как следствие сдвиг ротора, задевание его за статор со всеми вытекающими последствиями. У двухполюсных турбогенераторов при возникновении замыкания на землю во второй точке не происходит нарушения радиальной симметрии магнитного поля ротора, поэтому у них разрешается перестраивать защиту на новый режим, учитывающий первое нарушение изоляции. В результате защита будет ожидать появления второго замыкания и в этом случае уже будет действовать на отключение.

Защита генераторов от токов обратной последовательности. Заводы изготовители электрических генераторов разрешают работы генераторов в несимметричном режиме при разности токов в фазах от 12% до 20% (цифры относятся к различным генераторам) при условии, что ток любой фазы не превышает номинального. Зная допустимую несимметрию для конкретного генератора можно рассчитать допустимый ток обратной последовательности. Связь фазных токов с током обратной последовательности известна:

$$I_2 = \frac{1}{3} \cdot (I_A + I_B \cdot a^2 + I_C \cdot a) \quad (10.1)$$

Рассчитаем ток обратной последовательности для двух крайних несимметрий 12% и 20%. Для этого примем величину тока фазы С равную соответственно 0.88 и 0.8 от величины тока фазы А. Ток фазы А примем равным номинальному току генератора. Токи фаз В и С выразим через ток фазы А, т.е. через номинальный ток. В результате, используя (10.1), получаем:

$$\begin{aligned} I_2 &= \frac{1}{3} \cdot (I_H + I_H \cdot a^2 \cdot a^2 + 0.88 \cdot I_H \cdot a \cdot a) = \frac{1}{3} \cdot I_H \cdot (1 + a + 0.88 \cdot a^2 + a^2 - a^2) = \\ &= \frac{1}{3} \cdot I_H \cdot (0.88 \cdot a^2 - a^2) = \frac{-1}{3} I_H \cdot 0.12 \cdot a^2. \end{aligned} \quad (10.2)$$

Здесь $a = e^{j120^\circ} = -0.5 + j0.865$ – трехфазный комплексный оператор (см. приложение).

Нас интересует абсолютная величина (модуль) тока обратной последовательности. Нетрудно заметить, что $|a| = 1$, с учетом этого:

$$I_2 = \frac{0.12 \cdot I_H}{3} = 0.04 \cdot I_H = 4\% \text{ от номинального тока.} \quad (10.3)$$

Проделав аналогичную операцию с несимметрией 0.2 от номинального тока, получаем:

$$I_2 = \frac{0.2 \cdot I_H}{3} = 0.0666 \cdot I_H = 6.66\% \text{ от номинального тока.} \quad (10.4)$$

Необходимость защиты генераторов от токов обратной

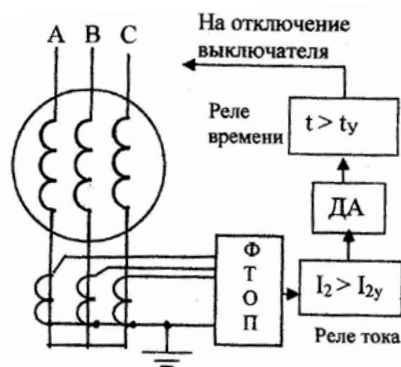


Рис. 10.3.

последовательности обусловлена их опасным воздействием на демпферную (успокоительную) обмотку многополюсных гидрогенераторов и на поверхностную часть быстроходных турбогенераторов. На эту защиту иногда возлагают функции резервной защиты от внешних КЗ, в этих случаях ее выполняют двух или трех ступенчатой. Пример одноступенчатой защиты от токов обратной последовательности показан на рис. 10.3. Фильтр (ФТОП) выделяет ток обратной последовательности, который

поступает на реле тока, где сравнивается фактический ток с током уставки. При превышении фактического тока тока уставки реле срабатывает и запускает реле времени. После отсчета требуемого времени (обычно это от нескольких секунд до десятков секунд) идет сигнал или осуществляется действие на отключение выключателя. Выдержка времени зависит от величины тока обратной последовательности и определяется по формуле:

$$\int_0^{t_{\text{доп}}} \left(\frac{I_2(t)}{I_H} \right)^2 \cdot dt = A, \quad (10.5)$$

где A – постоянная, даваемая заводом изготовителем. Нахождение допустимого времени производится итерационным методом или методом подбора.

Генераторы могут оборудоваться и некоторыми другими защитами. К ним относятся защита от симметричной токовой перегрузки, от бросков тока при несинхронном включении в электрическую сеть, от асинхронного режима.

ЛЕКЦИЯ 11. ЗАЩИТА СБОРНЫХ ШИН

Сборные шины используются практически на всех напряжениях, на электростанциях и подстанциях. Схемы сборных шин также весьма разнообразны. Простейший вариант представляет собой одиночную систему шин. Для повышения надежности электроснабжения потребителей, выдачи мощности на электростанциях схемы шин усложняют. Первый шаг – деление системы шин на две секции, далее – образование двух систем шин с возможным их разрезанием на две или три секции. Наконец, высшей шинной иерархией является две системы шин с обходной системой шин предназначенной для перевода любого присоединения через обходную систему шин на обходной выключатель без отключения присоединения.

В свою очередь сложность защит шин также связана с надежностью электроснабжения потребителей или с надежностью выдачи мощности на электростанциях. Главную роль при этом играет время отключения

поврежденной системы шин, особенно при наличии на шинах электрических генераторов, синхронных или асинхронных двигателей.

Защита одиночной системы шин. При выполнении шин в виде одиночной системы и отсутствии ответственных потребителей особенно

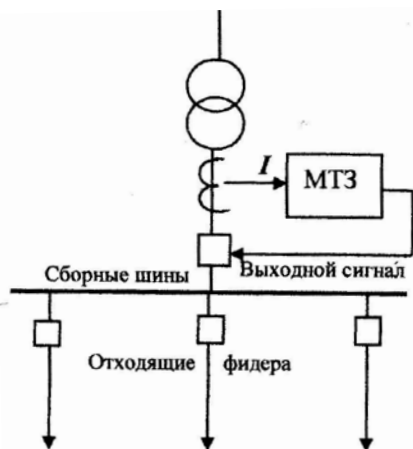


Рис. 11.1.

представленных электродвигателями возможно выполнение защиты шин с использованием МТЗ, подключенной к трансформаторам тока со стороны ввода, как показано на рис. 11.1. При таком использовании МТЗ она выполняется двух или трех ступенчатой, причем даже первая ступень должна быть с выдержкой времени для того, чтобы отстроиться от защит фидеров. Это означает, что при КЗ на шинах повреждение будет отключаться с каким то временем, что следует считать недостатком,

но недостатком допустимым для не ответственных потребителей.

В случаях, когда отключение поврежденных шин с выдержкой времени недопустимо, для защиты шин используется дифференциальная защита.

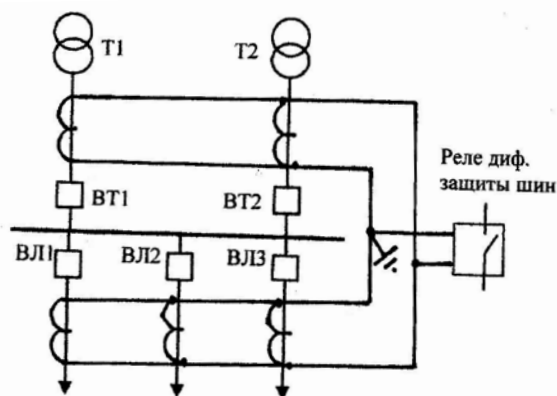


Рис. 11.2.

Защита одиночной системы шин - дифференциальная защита изображена на рис. 11.2. Через реле дифференциальной защиты протекает геометрическая сумма вторичных токов всех присоединений. В нормальном режиме и внешнем КЗ эта сумма образует ток небаланса, который возникает за счет погрешностей трансформаторов тока, причем главную роль играет погрешность трансформатора тока поврежденного

фидера. Уставка дифференциальное реле должна обеспечить не срабатывание защиты при внешнем КЗ и обязательное срабатывание при КЗ на шинах. Эти два условия описываются двумя неравенствами:

$$I_y \geq k_3 \cdot \varepsilon \cdot I_{КЗВНЕШН}$$

$$I_y \leq \frac{I_{КЗШНН}}{k_{\text{ч}}}$$

(11.1)

где $k_3 = 1.1 - 1.2$ - коэффициент запаса, $k_{\text{ч}} = 2$ - коэффициент чувствительности. При срабатывании дифференциальная защита отключает выключатели всех присоединений. Согласно существующим правилам выключатели всех присоединений должны находиться в зоне действия дифференциальной защиты шин, что обуславливается соответствующим расположением трансформаторов тока.

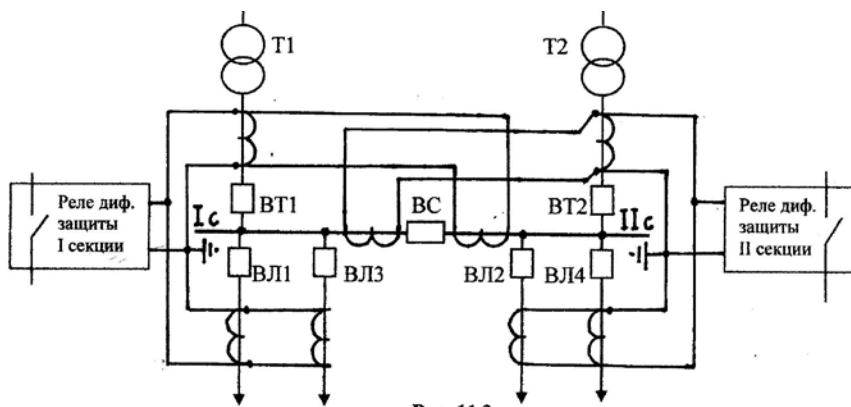


Рис. 11.3.

отдельно для каждой секции шин. Например, при делении системы шин на две секции выполняют две дифференциальной защиты, как это показано на рис. 11.3. Секционный выключатель (ВС) должен находиться в зоне действия дифференциальных защит обеих секций. При действии дифференциальной защиты первой секции шин отключаются ВТ1, ВЛ1, ВЛ3 и ВС. При действии дифференциальной защиты второй секции шин отключаются выключатели ВТ2, ВЛ2, ВЛ4 и ВС.

Аналогично строится дифференциальная защита при большем количестве секций.

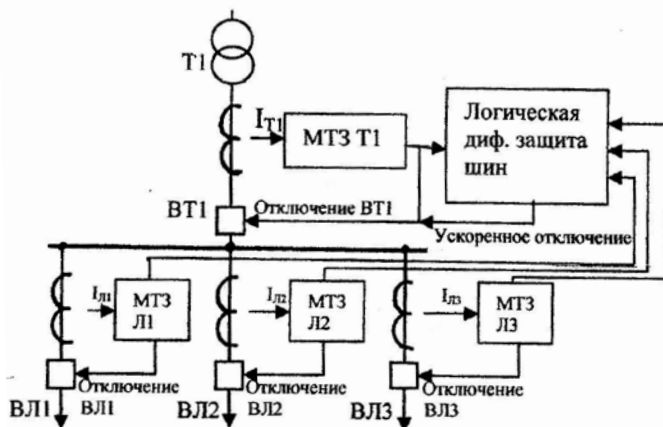


Рис. 11.4.

увеличивается длина контрольных кабелей, соединяющих трансформаторы тока и реле. В некоторых возможных случаях идут на построение логической дифференциальной защиты, позволяющей существенно снизить затраты на приобретение кабельной продукции и упростить общую схему дифференциальной защиты.

Построение логической дифференциальной защиты шин основано на организации взаимодействия защит отходящих фидеров

защит отходящих фидеров потребителей и защиты питающего трансформатора. На рис. 11.4 показан пример такой схемы. Все защиты представлены МТЗ. Защиты отходящих фидеров действуют в

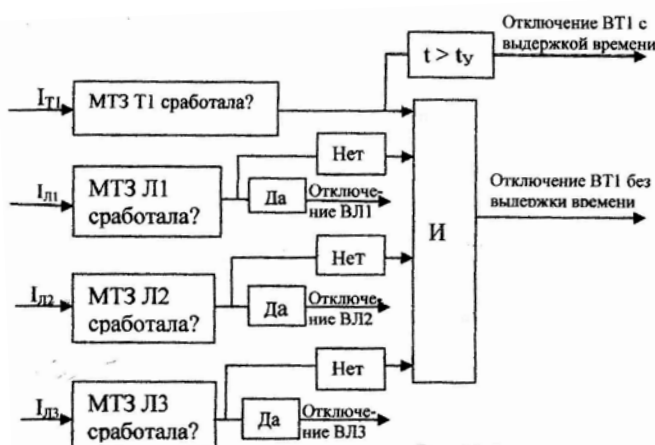


Рис. 11.5.

соответствии со своим предназначением, отключают выключатель фидера при его повреждении. Защиты могут быть двух или трех ступенчатые. МТЗ трансформатора (Т1) действуют на отключение вводного выключателя (ВТ1), как правило, эта защита действует в выдержкой времени, давая возможность с опережением сработать защите фидера и отключить фидерный выключатель. Для ускорения действия этой защиты при КЗ на шинах строится логическая схема, показанная принципиально на рис. 11.4. Стрелочки от каждой МТЗ фидеров показывают взаимодействие с дифференциальной защитой шин, а на рис. 11.5 показана сама логическая часть этой защиты. Если происходит КЗ на любом отходящем фидере (например на первом), то запускается его МТЗ и на вход логического блока И не поступает один сигнал (при срабатывании МТЗ фидера блок НЕТ блокирует прохождение сигнала). В этом случае блок И не выдает сигнала на выходе и происходит отключение выключателя поврежденного фидера своей защитой. В случае КЗ на шинах защиты фидеров молчат, через блоки НЕТ поступают на блок И сигналы и при запуске МТЗ Т1 на выходе блока И возникает сигнал отключающий ВТ1 ускоренно, без дополнительной выдержки времени.

Существует еще много вариантов исполнения дифференциальных защит шин, которые находят применение на практике. Некоторые из них направлены на упрощение схем защит. К ним относятся так называемые неполные дифференциальные защиты шин, которые возможно выполнять при наличии токоограничивающих реакторов на отходящих фидерах. В этом случае к дифференциальному реле подключаются только токовые цепи не реактированных фидеров. Налицо существенное упрощение токовых цепей. Но уставка дифференциальной защиты должна быть отстроена оттоков КЗ за реактором и в то же время чувствовать КЗ на шинах.

Другие варианты защиты шин. При образовании двух систем шин дифференциальная защита существенно усложняется. Дальнейшее усложнение связано с разрезанием каждой системы шин на две или более секции шин. Кроме того, еще на стадии проектирования должен быть решен вопрос о фиксированном распределении всех присоединений по системам шин, что необходимо для выполнения селективной дифференциальной защиты каждой системы шин. При нарушении фиксации предусматриваются меры по отключению двух систем шин сразу. Кроме того, предусматривается действие дифференциальной защиты шин при выводе в ремонт одной системы шин или одной секции.

Наибольшее усложнение связано с образованием дополнительной обходной системы шин, предназначенной для перевода любого присоединения на обходную систему шин и соответственно с заменой своего выключателя на обходной выключатель. Перевод осуществляется без перерыва питания, что накладывает большую ответственность и нагрузку на оперативный персонал, осуществляющий эти операции, которые необходимо

выполнять в строгой последовательности, оперируя и устройствами релейной защиты и первичным, силовым оборудованием.

Наконец, следует упомянуть о существовании дифференциальных защит шин с торможением токами внешних КЗ, что позволяет повысить чувствительность при сохранении селективности. Имеются варианты использования быстро насыщающихся промежуточных трансформаторов, практически превращающих дифференциальную токовую защиту в дифференциально-фазную защиту.

Изложение материала, касающегося сложных дифференциальных защит шин осуществляется в специальных курсах для тех, кто специализируется в области релейной защиты и автоматики.

Дуговая защита шин, как правило, напряжением 10 кВ и ниже, выполняется в закрытых распределительных устройствах тех случаях, когда отсутствует быстродействующая защита шин. При возникновении на шинах КЗ, сопровождающегося электрической дугой и не отключении КЗ без выдержки времени возникает опасность значительного повреждения оборудования и контрольных кабелей. Дело в том, что дуга под действием электромагнитных сил перемещается вдоль шин, оказывая термическое

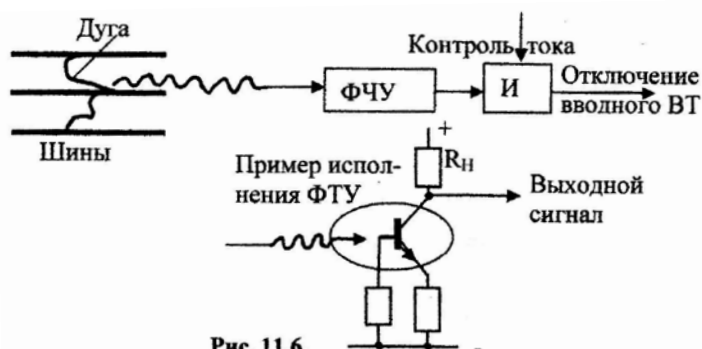


Рис. 11.6.

действие на все близлежащее оборудование. Ранее дуговая защита осуществлялась чрезвычайно просто. Поперек шин натягивалась веревочка, которая натягивала пружину, к которой связывались контакты. При возникновении дуги и движении ее вдоль шин веревочка мгновенно

перегорала, пружина замыкала контакты, которые отключали вводные выключатели. В настоящее время дуговая защита строится на базе более совершенной техники с использованием фоторезисторов, фотодиодов или фототриодов, а также оптоволоконных устройств. Пример такой схемы дан на рис. 11.6. Электрическая дуга излучает широкий спектр электромагнитных волн, в том числе инфракрасные, видимые и ультрафиолетовые. Фоточувствительное устройство (ФЧУ), представляет собой фототриод, изменяющий свои параметры под действием поступающего на него электромагнитного излучения. В результате появляется выходной сигнал, который после усиления действует на отключение трансформаторного выключателя.

Устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ) обычно описывают в разделах, посвященных защите шин. Это связано с тем, что это

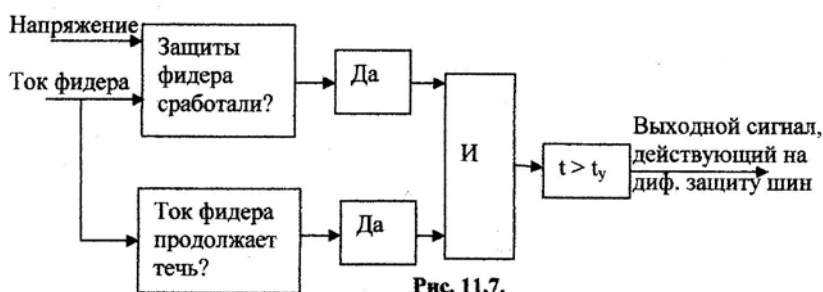


Рис. 11.7.

устройство в конечном итоге действует на выходные

исполнительные органы дифференциальной защиты. Принцип резервирования заключается в следующем. Фиксируется факт срабатывания защиты какого либо фидера, отходящего от сборных шин. Далее предполагается, что защита дает команду на отключение выключателя фидера, который должен отключиться и ток фидера должен исчезнуть. Если ток не исчезает, то это означает, что выключатель не отключился. Через некоторое заданное время поступает команда на запуск исполнительных органов дифференциальной защиты, которые отключают все присоединения шин. Рис. 11.7 демонстрирует логику такого действия. Такой вид резервирования называется ближним резервированием. Нетрудно заметить высокую ответственность каждого действия устройств, осуществляющих ближнее резервирование.

ЛЕКЦИЯ 12. ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Выполнение конкретных видов защит электродвигателей зависит от величины мощности электродвигателя и класса напряжения, для которого он предназначен. По уровню напряжения электродвигатели разделяются на электродвигатели работающие при напряжении ниже 1000 В и электродвигатели работающие при напряжении свыше 1000 В (практически это 6кВ и 10 кВ).

Электродвигатели рассчитанные на напряжение 6 и 10 кВ делятся на две категории: синхронные электродвигатели и асинхронные электродвигатели. Как правило, это электродвигатели большой мощности, многие из них имеют выводы со стороны нейтрали, тем самым появляется возможность создания дифференциальной защиты электродвигателя, которая принципиально строится также, как дифференциальная защита генераторов. В случаях невозможности использования дифференциальных защит ограничиваются максимально токовыми защитами (МТЗ), которые выполняют многоступенчатыми. Возможность выполнения первой ступени без выдержки времени определяется условиями: ток уставки первой ступени должен быть больше тока КЗ электродвигателя при КЗ в сети, одновременно он должен быть больше пускового тока электродвигателя, кроме того, уставка должна обеспечить чувствительность защиты при повреждении самого электродвигателя. Это выражается неравенствами:

$$\begin{aligned} I_{yl} &> k_3 \cdot I_{КЗЭД}, \quad I_{yl} > k_3 \cdot I_{ПУСК} \\ I_{yl} &< \frac{I_{КЗСЕТИ}}{k_{\text{ч}}} \end{aligned} \quad , \quad (12.1)$$

где k_3 – коэффициент запаса, $k_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности, $I_{КЗЭД}$ – ток КЗ электродвигателя в сеть, $I_{КЗСЕТИ}$ – ток КЗ из сети при повреждении электродвигателя, $I_{ПУСК}$ – пусковой ток. Остальные ступени МТЗ выполняются с выдержками времени.

Синхронные электродвигатели должны иметь защиту от асинхронного режима, роль которой может играть МТЗ или отдельная защита, например реагирующая на появление переменного тока в обмотке ротора. Мощные синхронные двигатели снабжаются защитами от обрыва цепи возбуждения и от замыкания на землю. Эти же электродвигатели должны иметь защиту минимального напряжения с уставкой около 0.5 от номинального напряжения, действующая с небольшой выдержкой времени (0.5 – 0.7 секунды) на отключение двигателя. Теория и практика показала, что при снижении напряжения на выводах синхронного двигателя ниже 0.5 от номинального он выходит из синхронизма и может повредиться, особенно страдают пусковые (демпферные) обмотки.

Особняком стоят защиты от замыканий на землю (фактически на корпус) обмотки статора как синхронных, так и асинхронных электродвигателей. Один из широко используемых вариантов устройств, выявляющих замыкание обмотки статора на землю, является использование трансформаторов тока нулевой последовательности. Существует много

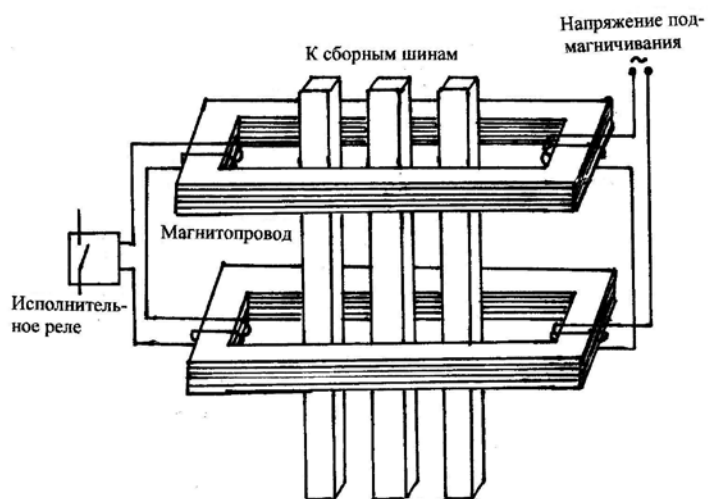


Рис. 12.1. К электродвигателю

вариантов выполнения таких трансформаторов. Один из наиболее распространенных видов этих трансформаторов являются трансформаторы с подмагничиванием. Общая их схема показана на рис. 12.1. Внутри прямоугольного магнитопровода проходят токоведущие части электродвигателя, которыми он соединяется со сборными шинами, от которых он получает питание. Магнитное

поле, образуемое токами проходящими по токоведущим частям в нормальном симметричном режиме равно нулю. при возникновении замыкания на землю токи фаз становятся не равными и образуется не скомпенсированное магнитное поле, которое наводит ЭДС в обмотке, соединенной с исполнительным реле. ЭДС образует ток в реле и при превышении тока тока уставки реле срабатывает. Своим контактом реле может действовать на сигнал или на отключение электродвигателя. Подмагничивание магнитопроводов переменным током осуществляется с целью увеличения мощности, отдаваемой трансформатором (в10 – 15 раз) и увеличения чувствительности защиты. Для того, чтобы подмагничивание не влияло на работу защиты магнитопровод разделен на две части, причем обмотки подмагничивания первого и второго магнитопроводов намотаны встречно, а обмотки защиты согласно (см. рис. 12.1).

Аналогично выполняются трансформаторы тока с подмагничиванием с тороидальными магнитопроводами (так называемые кабельные трансформаторы тока).

Эффективность использования таких защит зависит от соотношения токов нулевой последовательности при замыкании на землю в обмотке электродвигателя и при замыкании на землю в питающей сети. При замыкании на землю в обмотке статора через трансформатор тока идет ток нулевой последовательности электрической сети, к которой подключен электродвигатель. При замыкании на землю в сети через трансформатор тока проходит ток нулевой последовательности электродвигателя. Отсюда вытекает условие эффективности этой защиты:

$$\begin{aligned} I_{33\text{СЕТ}} > I_{33\text{ЭЛДВИГАТЕЛЯ}} & - \text{защита эффективна,} \\ I_{33\text{СЕТ}} < I_{33\text{ЭЛДВИГАТЕЛЯ}} & - \text{защита не эффективна.} \end{aligned} \quad (12.2)$$

Кроме упомянутых защит электродвигатели могут быть оборудованы защитами от перегрузки, которая, по сути, является одноступенчатой МТЗ, действующей с выдержкой времени на сигнал или на отключение электродвигателя

Защиты электродвигателей напряжением ниже 1000 В весьма разнообразны. Защиты могут выполняться плавкими предохранителями, автоматами электромеханической конструкции или с применением силовой электроники, возможно также использование релейной защиты.

Предохранители являются весьма популярным устройством, позволяющим эффективно защищать электрооборудование от токов КЗ и перегрузок. Популярны они и при организации защиты электродвигателей напряжением ниже 1000 В. Следует заметить, однако, что они постепенно вытесняются более совершенными устройствами защиты. Их основной недостаток - одноразовость действий, после перегорания плавкой вставки необходима его перезарядка. Правда, в последнее время появились сведения о создании предохранителей многоразового действия. У них плавкая вставка - жидкий металл, который при возникновении тока КЗ испаряется, а после охлаждения восстанавливается. Но такие предохранители требуют применения коммутационно аппарата, который автоматически разрывает цепь.

Выбор предохранителей для защиты электродвигателей осуществляется следующим образом. На основе паспортных данных определяются номинальный и пусковые токи электродвигателя. Затем определяется степень тяжести пуска, которая в основном зависит от момента инерции (махового момента) вращаемого механизма. По тяжести пуска электродвигатели разделяют на две категории, иногда на три категории. В последнем случае считается, что пуск за время до 5 секунд является легким, от 5 до 10 секунд – средний, более 10 секунд – тяжелый. Соответственно выбирают токи плавких вставок:

$$I_{\text{ПВ}} = (0.4 \div 0.5) \cdot I_{\text{ПУСК}} - \text{при легком пуске,}$$

$$I_{ПВ} = (0.5 \div 0.6) \cdot I_{ПУСК} - \text{при среднем пуске,} \quad (12.3)$$

$$I_{ПВ} = (0.6 \div 0.7) \cdot I_{ПУСК} - \text{при тяжелом пуске.}$$

Одновременно ток плавкой вставки должен обеспечить защиту электродвигателя при КЗ по крайней мере на его выводах исходя из следующих примерных характеристик плавких вставок.

Ток проходящий через Вставка, А

Время перегорания, секунды.

$$(5 - 7) \cdot I_{ПВ} \quad 1 - 2$$

$$(4 - 5) \cdot I_{ПВ} \quad 2 - 8$$

$$(3 - 4) \cdot I_{ПВ} \quad 8 - 20$$

$$(1.3 - 3) \cdot I_{ПВ} \quad 20 - 3600$$

Одна из возможных схем с использованием предохранителей показана на рис. 12.2. На трехфазный асинхронный электродвигатель (М) напряжение подается через следующую коммутационную аппаратуру. Разъединитель

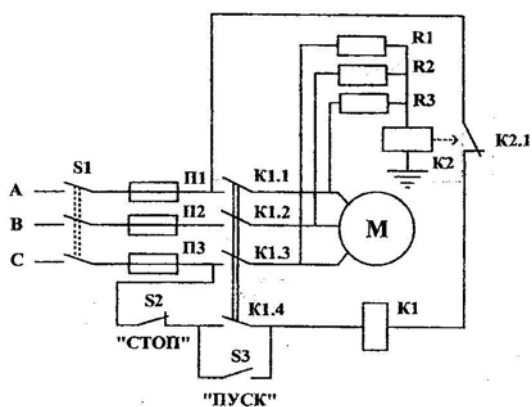


Рис. 12.2.

(рубильник) с ручным приводом, предназначенным в основном для образования видимого разрыва при обесточивании электродвигателя (S1). Предохранители (П1, П2, П3). Магнитный пускатель К1 с силовыми контактами К1.1, К1.2, К1.3 и вспомогательным блок-контактом К1.4. Магнитный пускатель управляется катушкой К1 расположенной на магнитопроводе. При подаче напряжения на катушку замыкаются силовые и вспомогательные контакты.

Катушка может быть рассчитана на фазное или (как в данном случае) линейное напряжение. Напряжение на катушку подается от кнопки «пуск». После отпуска кнопки напряжение на катушке остается благодаря использования схемы самоблокировки, т.е. напряжение подается на катушку через блок-контакт магнитного пускателя. Останов электродвигателя осуществляется кнопкой «стоп», при нажатии которой цепь катушки прерывается, она обесточивается и магнитный пускатель возвращается в исходное положение, его контакты размыкаются. Для защиты электродвигателя от несимметричного, неполнофазного режима применяется схема, состоящая из трех резисторов (R1, R2, R3) и реле К2.1. В нормальном симметричном режиме ток через обмотку реле равен нулю, поскольку он является геометрической суммой токов, получаемых через резисторы от напряжений фаз А. В. С. При возникновении несимметричного, неполнофазного режима геометрическая сумма токов резисторов становится не равной нулю, реле срабатывает, размыкает контакт К2.1, ток катушки магнитного пускателя прерывается, магнитный пускатель отпадает и отключает электродвигатель.

Другой вариант управления и защиты электродвигателя с помощью автоматического выключателя, именуемого просто автоматом, выполненном на электромеханической базе, показан на рис. 12.3. Схема автомата принципиальная, упрощенная, показано исполнение одной фазы. Автомат

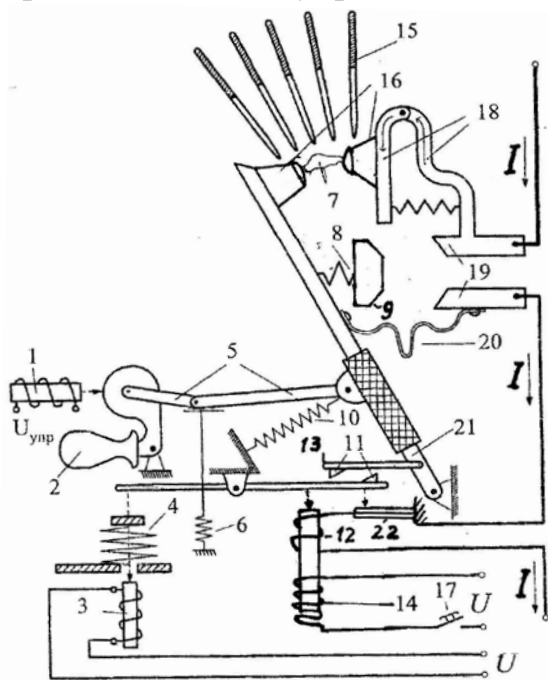


Рис.12.3.

может иметь электромагнитный привод, включения (1) или ручной (2). В любом случае с помощью рычагов 5 осуществляется движение коромысла 21 и контактов 9 – главных и дугогасительных 16. При включении первыми замыкаются дугогасительные контакты, вторыми главные. При отключении автомата первыми размыкаются главные контакты, вторыми дугогасительные, которые с помощью дугогасительной камеры 15 охлаждают и гасят дугу. После замыкания контактов автомат становится на защелку 11, блокирующую отпадение коромысла и удерживающую автомат во включенном

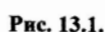
состоянии. Однако, такое удержание возможно только в случае подачи напряжения на автомат. Расцепитель минимального напряжения, состоящий из электромагнита 3 и пружины 4 при наличии напряжения притягивает планку удерживающей защелки обеспечивая удержание автомата во включенном положении. При исчезновении напряжения пружина 4 двигает планку вверх, зубцы 11 расходятся и автомат под действием пружины 10 отключается. Как правило, автоматы такого типа имеют два устройства защиты. Первое устройство называется максимальным расцепителем, выполняющим функцию токовой отсечки. При прохождении тока КЗ по обмотке 12 притягивается якорек тянущий планку защелки вниз, зубцы расходятся и автомат отключается. Принудительно отключить автомат можно с помощью обмотки 14, на которую подается напряжение от кнопки отключения 17. При перегрузке электродвигателя по току работает тепловой расцепитель 22, состоящий из биметаллической пластины (две соединенные вместе металлических пластины с разными коэффициентами теплового расширения). Через биметаллическую пластину проходит ток, если ток достигает критической величины, то через некоторое время пластина изгибается, тянет вниз планку, зубцы расходятся и автомат отключается.

В последние годы широкое применение находят электронные станции управления и защиты электродвигателей. Несколько фирм на территории России предлагают свои изделия. Например ВНИИР (РЗД-3М, БМРЗ-0.4), Шнайдер Электрик (STR S3UE) и другие. Эти устройства обладают лучшими характеристиками и большими возможностями. Они имеют токовую отсечку

ЛЕКЦИЯ 13. АВТОМАТИКА

Из многочисленных видов автоматики, упомянутых в лекции 1, здесь будут рассмотрены только некоторые, наиболее часто встречающиеся в системах электроснабжения потребителей.

После действия релейной защиты и отключения линейного выключателя запускается отдельное реле повторного включения или в цифровых защитах соответствующий блок программы, которые после отсчета заданной выдержки времени (до 5 секунд) дают команду на повторное включение выключателя. При этом на момент включения ускоряется действие наиболее чувствительных ступеней защиты ВЛ. Если включение не успешное, эти ускоряемые ступени защиты без выдержки времени отключают выключатель ВЛ. При этом обеспечивается однократность повторного включения. Если же



включения выключателя, действующее на соленоид включения (СВВ). Однако, запуск устройства происходит при соблюдении дополнительных условий, а именно, ключ управления выключателем находится в положении «Включено» и от времени включения выключателя от ключа управления

прошло не менее 20 - 30 секунд. Последнее определяется временем заряда конденсатора, от которого и происходит пуск устройства включения выключателя, или программно в цифровых АПВ. Однократность действия АПВ обеспечивается разрядом конденсатора или имитирующим конденсатор блоком программы после первого отключения.

Кроме однократного АПВ на практике используют двукратное АПВ. Выдержка времени АПВ второго крата выбирается больше первого, а именно порядка 15 – 20 и более секунд.

Эффективность однократного АПВ (успешное включение ВЛ) составляет в среднем 65 % от всех отключений. Второе включение добавляет около 10 %. Кроме того, оперативному персоналу разрешается после двукратного неуспешного АПВ один раз включить ВЛ от ключа управления. Эта операция добавляет еще около 5 %. Итого повторное включение может обеспечить около 80 % успешных включений ВЛ. Приведенные цифры средние. Южные регионы с интенсивными грозами и продолжительным грозовым сезоном дают большую цифру, северные регионы дают меньшую цифру. Но эффект имеется в любом случае.

Исполнение конкретного АПВ зависит от типа используемого выключателя, его привода, а также от схемы электрической системы, окружающей ВЛ.

Действительно, описанный принцип справедлив для тупиковых ВЛ, питающих потребителей и не имеющих питания с противоположной стороны. В случаях двухстороннего питания алгоритм действия АПВ приходится усложнять. Во-первых, приходится определять с которой стороны произвести первое включение после отключения ВЛ. Обычно выбирается та сторона, с которой ток КЗ больше. Во-вторых, с выбранной стороны необходимо проверять отсутствие напряжения на ВЛ, тем самым проверять факт отключения ВЛ с противоположной стороны. С противоположной стороны АПВ можно выполнять после успешной подачи

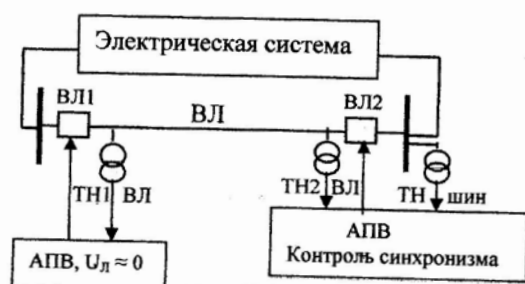


Рис. 13.2.

напряжения и выполнения дополнительных условий. Первый вариант условий. ВЛ имеет обходные связи и при этом гарантируется синхронность напряжений ВЛ и шин. Такая схема показана на рис. 13.2. С помощью ТН1ВЛ осуществляется контроль отсутствия напряжения на ВЛ.

При подтверждении отсутствия напряжения АПВ дает команду на включение ВЛ1. При успешном включении со стороны 2 на АПВ подается два напряжения, одно со стороны ВЛ, другое от шин. Это АПВ содержит фазочувствительный орган, который проверяет наличие синхронизма между линейным и шинным напряжением. Точнее он определяет угол между векторами этих напряжений. Если угол находится в допустимых пределах, то АПВ дает команду на включение ВЛ2.

Обычно допустимый угол принимается $\pm 15 - 20$ градусов, точнее он определяется расчетом.

В более сложных случаях, например, при отсутствии обходной связи, используют АПВ с улавливанием синхронизма, в том числе с автоматическим воздействием на электростанции с целью подгонки частоты и фазы напряжений. На ВЛ 220 кВ и выше во многих случаях используют однофазное АПВ (ОАПВ). Эти устройства образуют довольно сложную конструкцию, состоящую из релейной защиты, избирателей поврежденной фазы, защиты от КЗ в неполнофазном режиме, трехфазного АПВ, действующего в случае неуспешного ОАПВ.

АПВ КЛ менее эффективно в сравнении с АПВ ВЛ. Это объясняется трудностью восстановления изоляции кабеля в ограниченном, практически в замкнутом пространстве, ограниченном оболочкой кабеля. Поэтому использование АПВ КЛ связано с решением технических руководителей энергоснабжающей организации и потребителем.

Кроме АПВ ВЛ и КЛ используется АПВ сборных шин, которое позволяет автоматизировать восстановление схемы подстанции или электростанции.

В сетях 6 – 10 кВ нередко используют пружинно-грузовые приводы выключателей. В конструкцию этих приводов закладывается механическое АПВ, автоматически запускаемое при действии защиты на соленоид отключения. Время действия механических АПВ не регулируется, оно определяется временем включения выключателя приводом и составляет величину порядка 0.5 – 0.7 секунды.

Автоматический ввод резерва (АВР). Существует АВР различного энергетического оборудования. Существует АВР трансформаторов, ВЛ и КЛ, электродвигателей, генераторов.

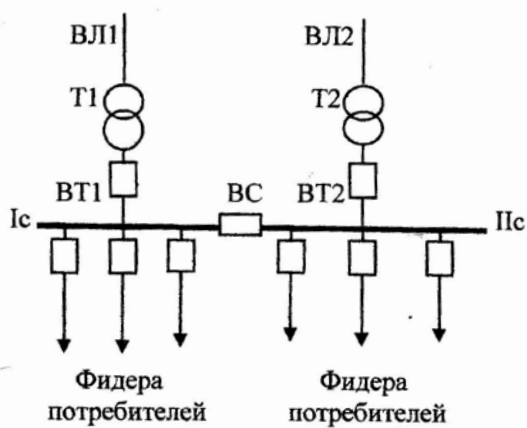


Рис. 13.3.

Рассмотрим широко используемый АВР, обеспечивающий питание секции сборных шин при потере основного питания. Схема соединений подстанции показана на рис. 13.3. Прежде чем решать вопрос об АВР технический руководитель со своими помощниками должен решить вопрос о положении секционного выключателя (ВС), который может быть нормально включен или нормально отключен. В первом случае

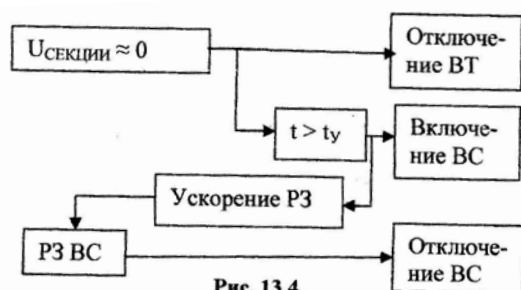


Рис. 13.4.

при отключении любой ВЛ, питающей подстанцию питание обеих секций шин сохраняется. Однако, при КЗ на любом отходящем фидере снижение напряжения происходит на двух секциях, что при наличии двигательной нагрузки воспринимается отрицательно. Дополнительно следует учитывать, что

в этом случае токи КЗ могут достигать нежелательных величин.

Если же принимается решение о отключенном положении ВС, токи КЗ становятся значительно меньше, при КЗ на любом фидере одной секции напряжение на другой секции сохраняется в допустимых пределах. Но при отключении питающей ВЛ или соединенного с ней трансформатора питание секции полностью исчезает. В этом случае возникает вопрос о АВР, задача которого заключается в подаче напряжения на обесточенную секцию путем принудительного включения ВС. Алгоритм действия АВР изображен на рис.13.4. Он сводится к следующему. Фиксируется факт исчезновения напряжения на секции шин, например на первой (блок $U \approx 0$). На всякий случай дается команда на отключение ВТ, чтобы гарантировать отсутствие напряжения на секции. Одновременно запускается выдержка времени, по истечении которой дается команда на включение ВС. Та же команда ускоряет действие релейных защит ВС на тот случай, если секция шин окажется неисправной. При успешной подаче напряжения питание потребителей будет осуществляться через СВ до выяснения причин исчезновения основного питания.

Во многих случаях описанный простой алгоритм действия АВР приходится усложнять. Например, при наличии на секциях шин двигательной асинхронной нагрузки приходится считаться с явлением самозапуска электродвигателей, отстраиваться от токов самозапуска. В случае синхронных двигателей задача еще более усложняется, поскольку нельзя допускать несинхронной подачи напряжения на секцию шин. Необходимо гарантировать отключение всех синхронных двигателей или отключение их систем возбуждения и самозапуск в асинхронном режиме. В некоторых случаях допускается использование быстродействующего АВР, гарантирующего что углы роторов синхронных двигателей не отстанут на недопустимый угол.

Кроме широко используемых описанных видов АВР реже используют АВР трансформаторов, а при использовании однофазных трансформаторов АВР резервной фазы трансформатора. Еще реже используют АВР ВЛ или КЛ.

ЛЕКЦИЯ 14. ТЕЛЕМЕХАНИКА

Современные средства телемеханики скорее относятся к отрасли науки и техники, которую называют информационными технологиями. Действительно, основная задача телемеханики заключается в передаче

информации от объекта, где она формируется к центру, осуществляющему управление

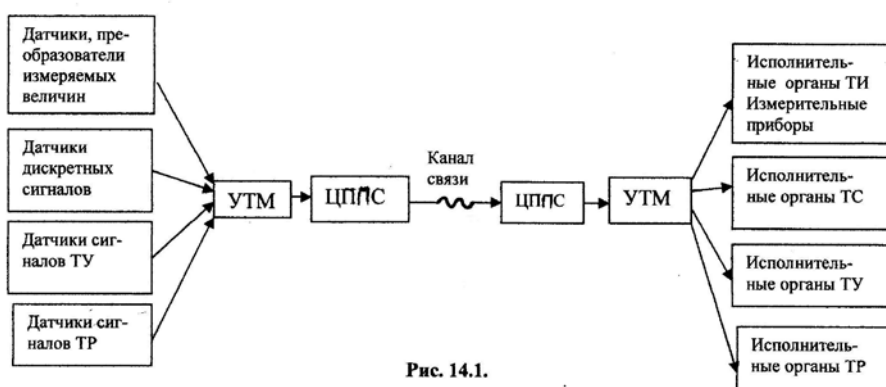


Рис. 14.1.

объектом. Возможна и обратная задача, управляющая информация от центра передается для исполнения на объект. Технические средства передачи информации состоят из вычислительных комплексов и средств связи. Вместе с этим, следует заметить, что в современных электроэнергетических системах и системах электроснабжения потребителей телемеханика играет заметную роль, прежде всего как система обеспечивающая наблюдаемость за энергосистемой. В акте расследования московской аварии 2005 года отмечено, в пострадавших энергосистемах наблюдаемость была недостаточной. Это значит, что было на тот период времени недостаточное количество средств телемеханики, что не позволило оперативному персоналу знать реальное значение напряжений и перетоков мощности (как активной так и реактивной) по ВЛ, а также величин генерации мощности и напряжений на электростанциях. Передача всех этих величин голосовым путем требует значительного времени, что отрицательно сказывается на ликвидации аварийных ситуаций.

Общая блок-схема телемеханики показана на рис. 14.1. Телемеханика подразделяется на четыре подвида. Телеизмерение (ТИ). Телесигнализация (ТС). Телеуправление (ТУ). Телерегулирование (ТР).

Телеизмерение. В принципе телеизмерение возможно для любых физических величин как электрических (напряжение, ток, мощность), так и не электрических (давление, температура, уровни бьефов ГЭС и др.). Для осуществления возможности передачи любых величин применяются датчики этих величин (преобразователи), которые преобразуют входную физическую величину в универсальную электрическую величину на выходе датчика пропорциональную входной величине. Далее преобразованный сигнал поступает само устройство телемеханики (УТМ), где преобразуется и передается в центральную приемо-передающую станцию (ЦППС). Затем сигнал по каналу связи передается в то место где он необходим (диспетчерские пункты). В качестве канала связи может использоваться ВЛ с соответствующим оборудованием, подобно тому как ВЛ используется для высокочастотных релейных защит (см. рис. 8.6). Может использоваться арендованные каналы связи у соответствующих организаций (например с Росстелекомом). Возможен вариант использования УКВ радиостанций и опτικο-волоконной аппаратуры.

На приемном конце ЦППС принимает сигнал, усиливает и передает с УТМ, которое декодирует сигнал и преобразует его в вид, воспринимаемый исполнительным органом, измерительным прибором, проградуированным в исходных электрических или не электрических величинах.

Переход от аналоговых систем телемеханики к цифровым связан с несколькими обстоятельствами. Для начала следует сказать, что использование цифровых кодов позволяет повысить помехозащищенность передаваемой информации. Далее, с метрологических позиций, уменьшается результирующая погрешность. Действительно, Результирующая погрешность определяется формулой:

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^{i=N} \sigma_i^2}, \quad (14.1)$$

где σ_i – погрешность элемента включенного в цепь прохождения информации, N – количество этих элементов. При использовании аналоговой системы телеизмерения $N = 8 - 9$ (погрешность первичного прибора, датчика,, УТМ. ЦППС, канала связи, снова ЦППС, снова УТМ и измерительного прибора). Использование цифровых систем снижает количество элементов вносящих погрешность. После преобразования аналогового сигнала в цифровой код он передается без искажений (в принципе он может быть помехозащищенным), остаются только погрешности аналоговой части. Среди преимуществ цифровых систем можно упомянуть и скорость передачи информации.

Телесигнализация. В этой части телемеханики осуществляется передача дискретных сигналов. К ним можно отнести положения блок-контактов выключателей и другой коммутационной аппаратуры, сигнал о срабатывании релейной защиты или автоматики, сигнал о появлении замыкания на землю, общий сигнал о неисправности на подстанциях без постоянного оперативного персонала. Каждый сигнал шифруется в УТМ и передается на принимающий конец. После дешифровки он информирует о появлении именно этого сигнала. Переход на цифровые системы гарантирует более высокую вероятность передачи не искаженного сигнала.

Телеуправление. Смысл телеуправления заключается в передаче команд с управляющего конца на пункт, где эта команда подлежит исполнению. К таким командам можно отнести команды на включение или отключение выключателей и другой коммутационной аппаратуры, команды на пуск и включение в сеть электрических генераторов, а также на их отключение. Из содержания этих команд следует, что для их выполнения к системе телемеханики предъявляются повышенные требования в обеспечении достоверности передаваемых сигналов. Поэтому эта часть телемеханики не получила большого распространения при использовании аналоговых средств и начинает внедряться на базе цифровых средств телемеханики.

Телерегулирование. Несколько напоминает телеуправление, однако, отличие заключается в том, что команды с пункта управления, передаваемые по каналам телемеханики, касаются изменения режимных параметров, например, таких как изменение мощности (активной или реактивной) электрических генераторов или электростанций в целом, Особый эффект телерегулирование имеет при регулировании нагрузок каскадов гидроэлектростанций, где изменение мощности, а следовательно и водотока одной ГЭС, особенно верхней, ведет к необходимости изменения нагрузок других.

Упрощенные схемы передачи сигналов получили широкое распространение на подстанциях, где оперативный персонал дежурит на дому или вообще отсутствует. В этих случаях обобщенный сигнал (или

расшифрованный) поступает на дом дежурному или диспетчеру, который руководит оперативно-выездной бригадой.

Устройства предназначенные для передачи телеуправляющих сигналов. Они используются для ускорения действия релейных защит, для принудительного отключения выключателя с противоположного конца ВЛ при отключении с одного конца или при отказе выключателя на подстанции и действии УРОВ. Кроме того, такие каналы активно используются в централизованных системах противоаварийного управления для воздействия на систему регулирования турбин для изменения мощности агрегатов или вообще для принудительного отключения генераторов. Основные требования к ним – высокая надежность и быстродействие.

ЛЕКЦИЯ 15. ОСНОВЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Создание устройств релейной защиты, автоматики (РЗА) и телемеханики (ТМ) начинается с проекта. Эту работу, как правило, выполняют специализированные проектные организации, которые проектируют и силовое электротехническое оборудование. Однако, есть и исключения. Небольшие по объему проекты могут выполняться персоналом служб релейной защиты, электролабораторий, служб телемеханики. Проекты содержат минимально необходимое количество расчетов, показывающих обоснованность выбранных принципов защиты и автоматики и аппаратуры. Кроме того, проекты содержат принципиальные и монтажные схемы, спецификацию необходимой аппаратуры, кабельной продукции и сведения о необходимом персонале, который будет заниматься эксплуатацией.

Следующим этапом является монтаж запроектированных устройств. Во время монтажа могут вноситься не принципиальные изменения, которые должны быть внесены в исполнительные принципиальные и монтажные схемы.

Перед вводом устройств в работу смонтированные устройства проходят этап наладки, которую осуществляют или специализированные наладочные организации или эту работу выполняют сами эксплуатационные организации. Наладочные работы состоят из нескольких этапов. Первый этап включает проверку фактического монтажа на соответствие проектной монтажной схеме. Второй этап предусматривает настройку аппаратуры на заданные параметры, которые задаются службами, отделами энергетических компаний, в оперативно управлении которых находится данное оборудование. Третий этап, окончательный – проверка фазировки токами нагрузки. Это сложный и ответственный этап, гарантирующий правильную работы вводимых устройств.

Теперь начинается сам процесс эксплуатации. Он имеет несколько направлений.

- Оперативное обслуживание, выполняется оперативным персоналом соответствующего диспетчерского уровня.

- Техническое обслуживание, выполняется персоналом РЗА, допущенным к этим видам работ.

- Аварийный ремонт, также выполняется персоналом РЗА, иногда с привлечением монтажных и наладочных организаций.

- Анализ действий устройств релейной защиты и автоматики, может выполняться персоналом РЗА, инспектирующим персоналом или комиссиями по расследованию аварийных ситуаций.

Оперативное обслуживание. Оперативное обслуживание производится в тесном взаимодействии с диспетчерскими организациями или службами. Если релейная защита и автоматика относится к объектам, находящимся в оперативном управлении или ведении вышестоящего оперативного персонала, все действия с этой защитой и автоматикой производятся только по команде или с разрешения этого оперативного персонала. Кроме того, оперативный персонал электростанции, подстанции обязан периодически делать осмотр всех панелей защиты и автоматики, сверять положение ключей, переключателей, блоков с требуемым положением для данного режима электроустановки. После срабатывания устройств оперативный персонал фиксирует этот факт в электронном или бумажном журнале и передает этот факт соответствующим службам. Эти работы оперативный персонал выполняет по утвержденным инструкциям. Оперативные и временные указания оперативному персоналу излагаются в специальном журнале. Все переключения по вводу и выводу устройств РЗА, а также изменения связанные с изменением режима электроэнергетической системы, оперативный персонал осуществляет по соответствующим программам (бланкам) переключений или инструкциям.

Техническое обслуживание. После окончания наладочных работ и ввода устройств РЗА в эксплуатацию на каждое устройство РЗА составляется основной документ именуемый паспортом-протоколом. В паспорт-протокол включается задание на настройку и регулировку устройств РЗА и вносятся все сведения об изменениях, которые реализуются в устройствах, результаты технического обслуживания.

Техническое обслуживание производится по годовым и месячным графикам, которые утверждаются диспетчерскими организациями, в ведении или управлении которых находятся соответствующие устройства, в остальных случаях графики утверждаются руководством соответствующих энергетических компаний. Им же направляются отчеты о выполнении графиков. Несмотря на наличие графиков непосредственный вывод устройств РЗА производится только по разрешенной оперативной заявке.

Персонал, осуществляющий техническое обслуживание устройств РЗА должен пройти соответствующее обучение и сдать экзамены, после чего он получает допуск на техническое обслуживание. Кроме того, этот персонал периодически сдает экзамены.

Эксплуатация аппаратуры телемеханики также производится по графикам. Производятся периодические осмотры, чистка от пыли. В

конечном итоге проверяется достоверность передаваемой информации. В случае возникновения сбоев в работе телемеханики производится выявление причин, устранение неисправности и внеочередная проверка достоверности.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. КРАТКАЯ ИСТОРИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ АВТОМАТИКИ И ТЕЛЕМЕХАНИКИ

Релейная защита и автоматика.

Электромагнитное устройство, получившее название «реле» было изобретено и изготовлено русским ученым и изобретателем П.Л. Шиллингом в 30-ых годах XIX века и было использовано при создании электрического телеграфа.

Первое упоминание об использовании реле для защиты от перегрузки электрической сети, с помощью которой американский изобретатель Т. Эдисон электрофицировал городской квартал относится к 1882 году.

Русский инженер и изобретатель М.О. Доливо-Добровольский в 1888 году теоретически обосновал преимущества трехфазного переменного тока, а в 1891 году по его проекту была сооружена первая электрическая система трехфазного переменного тока состоящая из электрического генератора, повысительного трансформатора, воздушной линии электропередачи, понизительного трансформатора и асинхронного электродвигателя. Это сооружение было приурочено к всемирной электротехнической выставке в городе Франкфурте-на-Майне. Однако фермеры и местная власть потребовала доказательств безопасности воздушной линии электропередачи. Доливо-Добровольский организовал проведение эксперимента, в процессе которого было создано искусственное короткое замыкание на линии электропередачи. Возникшая была электрическая дуга мгновенно погасла, ибо была отключена защитными устройствами. После отключения Доливо-Добровольский подошел и взялся рукой за провод. К сожалению история не сохранила какой именно вид защиты тогда был использован. По косвенным данным можно предположить, что это были защитные реле встроенные в привод выключателя.

В 1893 году американский электротехник Ч.П. Штейнмец показал, что использование комплексных чисел облегчает операции с векторами, которыми начали представлять синусоидальные токи и напряжения. Использование идей Штейнмеца оказало значительное влияние на последующее развитие теории электромеханических реле (а в дальнейшем аналоговых и цифровых), а также при расчете их параметров.

В 1901 году тот же Доливо-Добровольский создал конструкцию индукционного реле максимального тока, электротехническая фирма ASEA в том же году начала выпуск реле этого типа. Следует заметить, что в модернизированном виде реле такой конструкции продолжают выпускать и в настоящее время.

Годы 1905 – 1908 связаны с появлением дифференциальных защит, а к 1930 году появились дистанционные защиты. Их появление означало

принципиально новый этап в развитии техники релейной защиты, поскольку требовало создания хорошей теоретической базы.

Одним из важнейших направлений теоретической базы явился метод симметричных составляющих, разработанный теоретически американским ученым Фортескью. а в применении к расчету несимметричных режимов европейскими учеными Вагнером и Эвансом. Было показано, что всякую несимметричную систему векторов можно представить как суперпозицию трех симметричных систем векторов. Практически мгновенно этот метод получил применение при расчете токов короткого замыкания и при анализе поведения устройств релейной защиты. В России (тогда в Советском Союзе) метод симметричных составляющих пропагандировал Н.Н. Щедрин, книги которого не устарели и в настоящее время.

В 1934 году появились разработки релейной защиты с использованием электронных вакуумных ламп. Это направление не получило развития из-за громозкости конструкций, большого потребления энергии, необходимой для функционирования такого рода защит. Однако теоретические работы не пропали даром, они легли в основу разработок релейных защит в дальнейшем с использованием другой электронной базы. Есть правда, исключение. Высокочастотный приемо-передатчик на вакуумных электронных лампах, предназначенный для работы с соответствующими защитами, проработал почти до конца XX века.

В послевоенные годы, примерно до 1960 года интенсивно разрабатывалась теория релейных защит с использованием полупроводниковых приборов (диоды, триоды и др.) и была сделана попытка реализовать их использование на практике. Однако нестабильность параметров полупроводниковых приборов существенно сдерживала их применение. Следует заметить, что устройства релейной защиты большую часть времени работают в ждущем режиме, поэтому параметры релейной защиты должны быть стабильными, а сама защита должна быть готова к выполнению своих функций в любое время.

Перелом произошел в период 1970 – 1980 годов, когда появились разработки устройств релейной защиты на базе аналоговой вычислительной техники. В основу этих разработок был положен операционный усилитель с большим коэффициентом усиления, Схемы были построены так, что отклонения параметров операционного усилителя даже в больших пределах практически не влияли на параметры срабатывания самого устройства защиты. Это обеспечивалось глубокой отрицательной обратной связью. Инициаторами таких разработок стали два петербургских (тогда ленинградских) ученых, Павлов Г.М. и Ванин В.К.

Следующим этапом развития средств релейной защиты стало использование цифровой техники. Микроминиатюризация процессоров, различных преобразователей позволила создать малогабаритные комплексы с широким диапазоном функций, самодиагностикой, фиксацией некоторых электрических величин. С каждым годом количество цифровых

(микропроцессорных) релейных защит увеличивается, однако в целом опыт их эксплуатации невелик.

В целом устройства электроавтоматики проходили те же этапы своего развития как и релейная защита. На уровне микропроцессорных устройств произошло их слияние в один комплекс, по крайней мере, до уровня их использования 110 кВ. Действительно, многие микропроцессорные комплексы содержат в себе функции и релейной защиты и автоматического повторного включения и автоматического ввода резерва и многие другие.

Наконец 2000 год ознаменовался тем, что начались интенсивные разработки релейной защиты и автоматики с элементами искусственного интеллекта. Особенно это относится к противоаварийной автоматике. Однако говорить о широком применении интеллектуальных устройств пока рано, но нет сомнения, что в недалеком будущем они займут достойное место в системе противоаварийного управления в электроэнергетических системах.

Телемеханика.. Устройства телемеханики, которые выпускались до 60ых годов прошлого века были построены с использованием электромеханических малогабаритных реле. Количество таких реле в устройстве исчислялось сотнями, при этом надежность была небольшой. Реле, выполняя логические функции, формировали образование канала для передачи аналогового сигнала. Затем появились устройства с использованием бесконтактных элементов построенных на базе ферритовых сердечников с прямоугольной петлей гистерезиса, полупроводниковых триодов, диодов, тиристоров и т.п. В последнее время в качестве устройств телемеханики используются компьютеры и соответствующие программные средства.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ, САМОЗОПУСКЕ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ, КАЧЕНИЯХ И АСИНХРОННОМ РЕЖИМЕ

Короткие замыкания (КЗ). Разделяют КЗ на два вида, симметричные и несимметричные. Основную долю составляют несимметричные КЗ (около 95 %), симметричные трехфазные КЗ только около 5 %. Тем не менее, они используются при расчете на термическую и динамическую устойчивость электротехнического оборудования. Другое дело релейная защита (РЗ), она должна реагировать на любые виды КЗ и локализовать поврежденное оборудование.

В этом приложении будут приведены только краткие сведения о КЗ без выводов и доказательств, которые следует искать в соответствующих курсах электромагнитных переходных процессов.

Трехфазное симметричное КЗ. В том месте электрической системы, где произошло КЗ, ток трехфазного КЗ рассчитывается по формуле:

$$I^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{Z_{\Sigma}}, \quad (\text{П2.1})$$

где верхний индекс в скобках у тока обозначает трехфазное КЗ, в числителе и знаменателе стоят эквивалентные значения ЭДС и эквивалентное значение сопротивления приведенные к точке КЗ. Однако для расчета параметров РЗ этого расчета недостаточно. Необходимо знать

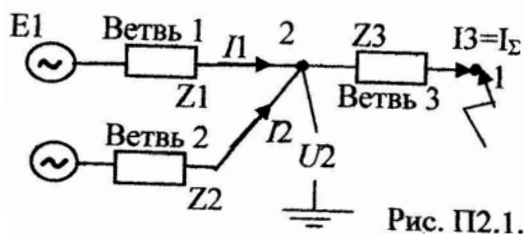


Рис. П2.1.

протекание тока КЗ по той ветви электрической системы, для которой предназначена РЗ. В общем случае это осуществляется с помощью так называемых коэффициентов распределения токов, которые являются функциями конкретной схемы электрической системы и ее параметров. Например, для широко распространенной схемы, встречающейся при расчете токов КЗ потребителей электроэнергии (рис. П2.1), расчет токов КЗ ветвей 1 и 2 и коэффициентов распределения будет выглядеть следующим образом:

$$I_{\Sigma}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{Z_3 + \frac{Z_1 \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2}} \quad K1 = \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2} \quad K2 = \frac{Z_1}{Z_1 + Z_2} \quad (\text{П2.2})$$

$$I_1^{(3)} = I_{\Sigma}^{(3)} \cdot K1 \quad I_2^{(3)} = I_{\Sigma}^{(3)} \cdot K2.$$

Возникает вопрос о получении величины эквивалентной ЭДС при заданных ЭДС отдельных источников. Для данного примера путем преобразований схемы по законам электротехники величина эквивалентной ЭДС получается довольно просто:

$$E_{\Sigma} = \frac{E1 \cdot Z2 + E2 \cdot Z1}{Z1 + Z2}, \quad (\text{П2.3})$$

однако в общем случае эта задача решается довольно сложно, поэтому при практических расчетах принимают следующие значения эквивалентной ЭДС: $E_3 = 1.08 \cdot U$ - при наличии вблизи КЗ тепловых электростанций с турбогенераторами и $E_3 = 1.13 \cdot U$ - при преобладании гидроэлектростанций. U – фазное напряжение в узле КЗ перед его возникновением. В ориентировочных расчетах можно принимать в качестве напряжения просто соответствующую ступень напряжения (например 35 кВ, 110 кВ и т.д.). На этом, однако, расчеты не заканчиваются. Для расчета параметров срабатывания устройств РЗ во многих случаях требуется знание напряжений в месте установки РЗ, которое называют остаточным напряжением. При расчетах трехфазного металлического КЗ остаточное напряжение определяется или как падение напряжения от места установки защиты до места КЗ или как разность между ЭДС и падением напряжения от места включения ЭДС до места установки защиты. Рассмотрим оба варианта на примере приведенной выше схемы. Пусть РЗ установлена в узле 2. По первому варианту:

$$U_2 = Z_3 \cdot I_3^{(3)}. \quad (\text{П2.4})$$

По второму варианту:

$$U_2 = E_1 - Z_1 \cdot I_1^{(3)} \quad \text{или} \quad U_2 = E_2 - Z_2 \cdot I_2^{(3)}. \quad (\text{П2.5})$$

Естественно, все варианты расчета должны дать одно значение напряжения. Предполагается, КЗ металлическое и, следовательно, напряжение в месте КЗ равно нулю. Чем дальше от места КЗ, тем остаточное напряжение больше.

Необходимо отметить, что при симметричном трехфазном КЗ токи и напряжения относятся к категории составляющих прямой последовательности (или как говорят положительного чередования) фаз. При возникновении несимметричного КЗ появляются составляющие обратной и нулевой последовательности. Рассмотрим несимметричные КЗ.

Двухфазное КЗ. Возможны варианты замыкания фаз АВ, ВС и СА. В любом из этих вариантов в электрической сети появляются составляющие прямой и обратной последовательности. Следовательно в расчете должны

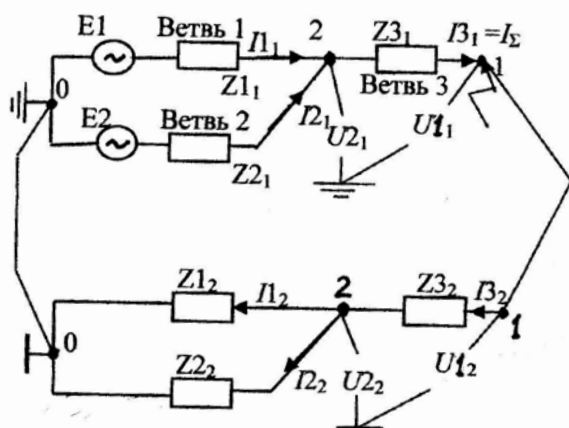


Рис. П2.2.

участвовать две схемы, одна из них, схема прямой последовательности (верхняя схема на рис. П2.2), полностью совпадает с расчетной схемой, используемой для расчета трехфазного КЗ. Другая, схема обратной последовательности (нижняя схема на рис. П2.2), отличается от схемы прямой последовательности отсутствием ЭДС у всех генераторов и электродвигателей, участвующих в расчете. Правило соединений схем последовательностей демонстрирует

рис. П2.2. Обобщенное правило гласит, что для расчета двухфазного КЗ необходимо соединить те одноименные узлы, где предполагается рассчитывать КЗ. В данном примере узлом КЗ является узел 1. По общему правилу расчет несимметричного КЗ ведется для особой фазы, которая отличается от двух других. При расчете двухфазного КЗ за особую фазу принимается фаза А. Для этой фазы находятся токи последовательностей в узле, где свершилось двухфазное КЗ:

$$I_1^{(2)} = \frac{E_{\Delta}}{Z_{\Delta 1} + Z_{\Delta 2}} \quad I_2^{(2)} = -I_1^{(2)}, \quad (\text{П2.6})$$

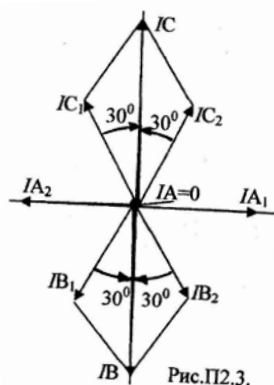
здесь верхний индекс в скобках означает принадлежность к двухфазному КЗ, нижние индексы: 1 – прямой последовательности, 2 – обратной. В практических расчетах принимают: $Z_{\Delta 1} = Z_{\Delta 2}$ (небольшое отличие наблюдается только у вращающихся электрических машин). В результате формула (П2.6) упрощается:

$$I_1^{(2)} = \frac{E_{\Delta}}{2 \cdot Z_{\Delta 1}}. \quad (\text{П2.6А})$$

Теперь необходимо найти фазные токи двухфазного КЗ. Общее правило нахождения фазных токов заключается в геометрическом суммировании одноименных векторов прямой и обратной последовательности. Вычисленные токи по формуле (П2.6) или (П2,6А) относятся к фазе А. Токи фаз В и С получаются поворотом вектора тока фазы А на угол 120 или 240 градусов с учетом чередования фаз, как показано на рис. П2.3. При сложении одноименных токов следует учитывать, что угол между ними 60 градусов, а относительно вертикальной оси 30 градусов. При сложении векторов фазы С имеем:

$$\begin{aligned} IC^{(2)} &= IC_1^{(2)} \cdot \cos 30^\circ + IC_2^{(2)} \cdot \cos 30^\circ = \frac{E_{\Delta}}{2 \cdot Z_1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} + \frac{E_{\Delta}}{2 \cdot Z_1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = \\ &= \frac{E_{\Delta}}{Z_1} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = I^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}. \end{aligned} \quad (\text{П2.7.})$$

Другими словами ток двухфазного КЗ равен 0.865 от тока трехфазного КЗ. Это подтверждается векторной диаграммой токов, изображенной на рис. П2.3. Строго говоря, это соотношение справедливо только для того места где произошло КЗ, но с некоторыми допущениями полученное соотношение можно применять и для токов в любой ветви.



Что касается напряжений, то они, в отличие от трехфазного КЗ, не все равны нулю. Действительно, равно нулю только междупазное напряжение замкнувшихся фаз, например U_{BC} . Одновременно появляются: напряжение прямой последовательности, воспринимаемое как сниженное напряжение нормального режима, и напряжение обратной последовательности. Из схемы рис.П2.2 видно, что в месте КЗ напряжения прямой и обратной последовательности равны. Этот

вывод нельзя распространить на другие узлы схемы. Действительно, чем дальше измеряемые напряжения от КЗ, тем напряжение прямой

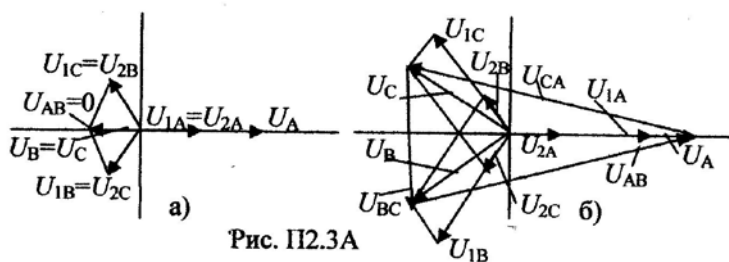


Рис. П2.3А

последовательности больше, а напряжение обратной последовательности меньше. На рис. П2.3А изображены векторные диаграммы напряжений двухфазного КЗ, а в самом месте КЗ, б – в

мессе удаленном от КЗ. В первом случае линейное напряжение замкнувшихся фаз равно нулю, во втором случае линейное напряжение замкнувшихся фаз уже не равно нулю, однако, это линейное напряжение еще мало и треугольник напряжений (U_{AB} , U_{BC} , U_{CA}) сильно искажен.

Однофазное КЗ на землю в сетях с глухо заземленной нейтралью. Последнее определение говорит о том, что в сети без глухого заземления нейтрали имеют место другие правила нахождения токов. Расчетная схема замещения изображена на рис. П2.4. Дополнительно в схему введен трансформатор, поскольку трансформаторы играют принципиальную роль при расчете однофазных токов КЗ на землю. Итак, при однофазном КЗ на землю возникают три последовательности токов и напряжений, а именно: прямой, обратной и нулевой. Схема прямой и обратной последовательности в точности совпадают со схемами участвующими при расчете двухфазного КЗ (ввод схему трансформатора не меняет принципиально этого положения). Схема нулевой последовательности отличается от первых двух. Суть дела в том, что все трансформаторы и автотрансформаторы на подстанциях и электростанциях имеют одну обмотку соединенную в треугольник, обычно

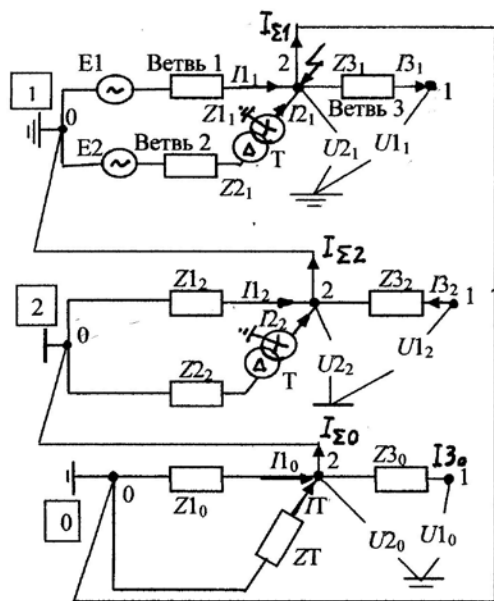


Рис. П2.4.

это обмотка низшего напряжения. Для токов нулевой последовательности обмотка, соединенная в треугольник, представляет короткое замыкание. Следовательно, обмотка, соединенная в треугольник, исключает прохождение токов нулевой последовательности по схеме расположенной за этой обмоткой, Другими словами схема, расположенная за трансформатором, вообще исключается. Это видно на примере рис. П2.4.

При расчете однофазного КЗ на землю за особую расчетную фазу принимается фаза А, схемы отдельных последовательностей должны быть соединены так, чтобы токи всех последовательностей фазы А суммировались и образовывали бы ток фазы А.

Этому требованию удовлетворяет схема изображенная на рис. П2.4. Правило соединения то же, соединяются одноименные узлы КЗ, но так, чтобы токи последовательностей были одного направления. Из этого следует формула расчета:

$$I_1^{(1)} = I_2^{(1)} = I_0^{(1)} = \frac{E_9}{Z1+Z2+Z0} \quad I_A^{(1)} = I + I + I = \frac{3 \cdot E_9}{Z1+Z2+Z0}. \quad (\text{II.2.8})$$

Здесь верхний индекс (1) означает принадлежность к однофазному КЗ на землю, нижний – последовательность. Примем равенство сопротивлений прямой и обратной последовательности, сопротивление нулевой последовательности выразим через первые: $Z_0 = k \cdot Z_1$. Тогда выражение (П2.8) предстанет в виде:

$$I_A^{(1)} = \frac{3 \cdot E_9}{Z1 \cdot (2 + k)}. \quad (\text{П2.9})$$

Легко заметить, что при $k = 1$ ($Z_0 = Z_1$) ток однофазного КЗ на землю равен току трехфазного КЗ. Если $k > 1$ ($Z_0 > Z_1$), то ток однофазного КЗ на землю меньше тока трехфазного КЗ. Наконец, если $k < 1$ ($Z_0 < Z_1$), то ток

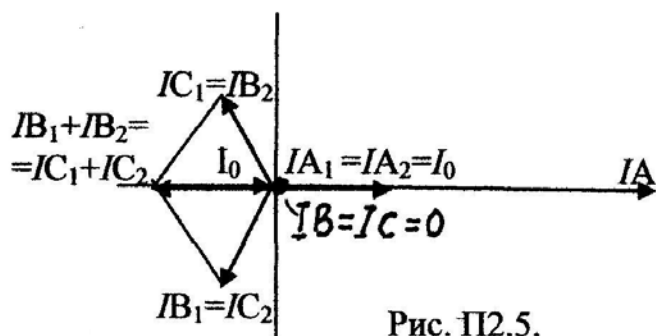


Рис. П2.5.

однофазного КЗ больше тока трехфазного КЗ. В реальных электрических системах имеют место все три случая.

Векторная диаграмма токов однофазного КЗ на землю показана на рис. П2. 5. Диаграмма демонстрирует, что токи неповрежденных фаз равны нулю, но только в месте

КЗ . При удалении от места КЗ в ветвях по неповрежденным фазам могут протекать токи нагрузки.

Что касается напряжений при однофазном КЗ на землю, то в месте КЗ и в других узлах имеют место напряжения всех трех последовательностей. По мере удаления от КЗ напряжение прямой последовательности увеличивается, напряжение обратной и нулевой – уменьшаются. Напряжение нулевой последовательности легко фиксируется обмоткой трансформатора напряжения, соединенной в открытый треугольник.

Двухфазное КЗ на землю. Это наиболее сложное для расчета КЗ, однако особой необходимости в его расчете не возникает ввиду следующих обстоятельств. Дело в том, что значения токов КЗ двухфазного замыкания на землю всегда находятся между значениями токов трехфазного КЗ и однофазного КЗ на землю. Точнее это выглядит следующим образом. Если $k = 1$ ($Z_0 = Z_1$), то $I^{(1)} = I^{(1,1)} = I^{(3)}$, если $k > 1$ ($Z_0 > Z_1$), то $I^{(1)} < I^{(1,1)} < I^{(3)}$, наконец, если $k < 1$ ($Z_0 < Z_1$), то $I^{(1)} > I^{(1,1)} > I^{(3)}$. Здесь верхний индекс (1,1) означает принадлежность к двухфазному КЗ на землю.

В заключение раздела КЗ следует сказать, что удовлетворительные значения токов и напряжений, сопровождающих КЗ можно получить только

используя соответствующие программы расчета и компьютеры. Расчеты, выполненные с помощью калькуляторов и других подручных вычислительных средств, дают очень приблизительное представление об электрических величинах связанных с КЗ. Практически с их помощью можно рассчитать только трехфазное КЗ, что явно недостаточно для расчета и выбора параметров срабатывания устройств релейной защиты и автоматики.

Синхронные качания и асинхронный режим. Рассмотрим это явление на простейшем примере. Электростанция и электрическая система связаны

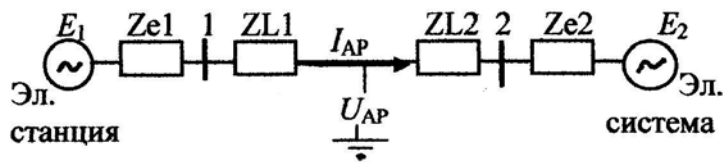


Рис.2.6.

друг с другом ВЛ, которая представлена на рис. П2.6 некоторыми сопротивлениями ZL1 и ZL2.

Эквивалентные сопротивления

электростанции и электрической системы представлены как Ze1 и Ze2. Они

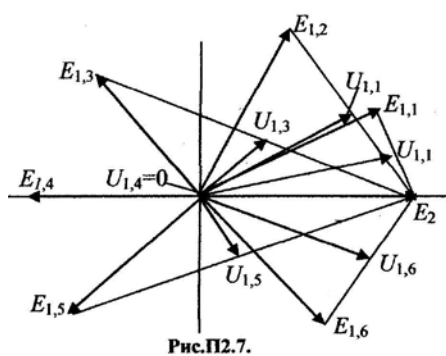


Рис.П2.7.

имеют ЭДС E_1 и E_2 соответственно. Пусть электростанция передает мощность в электрическую систему. Это означает, что ЭДС электростанции опережает ЭДС электрической системы на некоторый угол, как показано на рис. П2.7 (E_2 направлена по горизонтальной оси, $E_{1,1}$ опережает, что соответствует нормальному режиму передачи мощности). Определим электрический центр в

том месте ВЛ, где соблюдается равенство:

$$Ze1 + ZL1 = ZL2 + Ze2.$$

(П2.10)

Напряжение в электрическом центре находится между векторами ЭДС. Если соединить концы векторов напряжений прямой линией, то вектор

напряжения упрется в середину этой линии, в результате образуется напряжение $U_{1,1}$, соответствующее нормальному режиму.

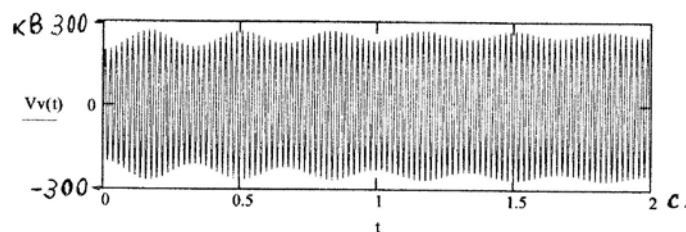
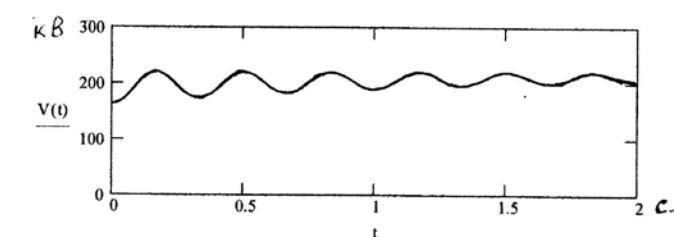


Рис. П2.8.

Предположим, в какой-то момент времени нагрузка потребителей электростанции упала и появился избыток мощности, который пошел по ВЛ. При этом, естественно, увеличится угол ЭДС электростанции, на рис. П2,7

это $E_{1,2}$. Напряжение, полученное по вышеуказанному правилу $U_{1,2}$, будет несколько меньше напряжения нормального режима. При увеличении угла между ЭДС напряжение в электрическом центре уменьшается. Если угол

между ЭДС не превышает ± 90 градусов, то такое явление называется синхронными качаниями. В этом случае электрический центр называется электрическим центром качаний. В электрическом центре качаний наблюдается периодическое снижение напряжения, причем максимальное по сравнению с другими точками схемы. Характер изменения напряжения для затухающих синхронных качаний показан на рис. П2.8. Верхний рис. показывает изменение действующего значения напряжения, нижний – мгновенных значений.

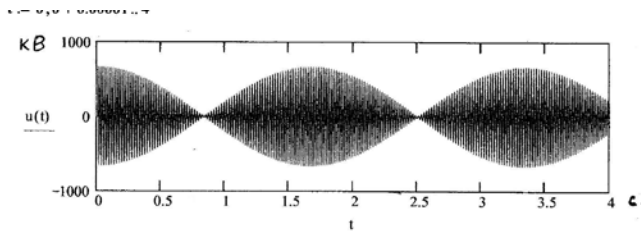


Рис. П2.9.

Если же угол между ЭДС превышает 90 градусов достигает 180 градусов, а затем 360 градусов и идет дальше, то такое явление называется асинхронным режимом (или асинхронным ходом). Напряжение в электрическом центре качаний в асинхронном режиме проходит

через ноль (см. рис. П2.9). Заметное снижение напряжения происходит и в других местах электрической системы, в том числе и там, где установлены дистанционные защиты. Если при этом учесть что ток асинхронного режима может достигать и даже превышать ток трехфазного КЗ, становится понятным, почему для дистанционных защит требуется блокировка при качаниях. Для приведенной выше схемы (рис. П2.6) тот асинхронного режима составит величину:

$$I_{AP} = \frac{E_1 + E_2}{Z_{e1} + Z_{L1} + Z_{L2} + Z_{e2}}. \quad (\text{П2.11})$$

Самозапуск асинхронных электродвигателей. Пуск отдельного асинхронного двигателя не представляет особых трудностей, Разрешается пуск асинхронных двигателей мощностью до 6 МВт включением под полное

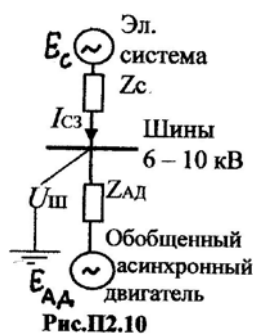


Рис. П2.10

напряжение. Однако при провале напряжения на шинах, к которым подключена группа асинхронных двигателей, наблюдается групповое замедление их скорости вращения. Причем это замедление зависит от длительности провала напряжения и может привести почти к останову двигателей. После восстановления напряжения происходит попытка разворота группы двигателей до их первоначальной скорости вращения., что сопровождается появлением токов самозапуска, соизмеримых с суммой пусковых токов электродвигателей. Можно прикинуть величины токов

самозапуска, взяв за основу упрощенную расчетную схему (рис.П2.10). Здесь Z_c – эквивалентное сопротивление электрической системы, E_c ее ЭДС, $Z_{ад}$ – эквивалентное сопротивление группы асинхронных двигателей, $E_{ад}$ – остаточная величина их ЭДС. Для самого тяжелого случая принимается величина ЭДС электродвигателей равная нулю. Для этого тяжелого случая можно рассчитать ток самозапуска и напряжение на шинах:

$$I_{C3} = \frac{E_C}{Z_C + Z_{AD}} \quad U_{III} = \frac{E_C}{Z_C + Z_{AD}} \cdot Z_{AD}. \quad (\text{П2.11})$$

Из практики известно, что при $U_{III} \geq 0.65 U_N$ самозапуск успешный.

Замыкание на землю в электрической сети без глухо заземленной нейтрали. Эти токи обусловлены емкостями между проводами ВЛ или КЛ и землей и соответственно их величина на несколько порядков меньше токов

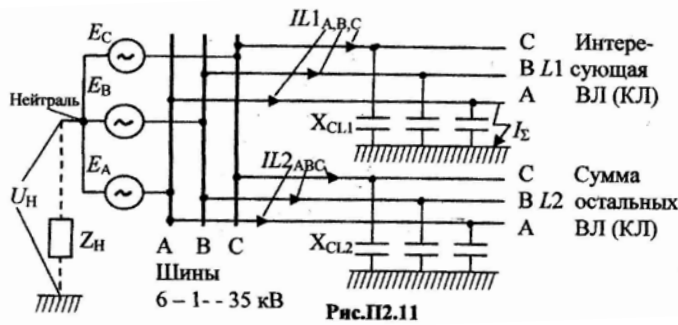


Рис.П2.11

КЗ. Как правило эти токи не превышают несколько десятков Ампер. К сети без глухого заземления нейтрали относится сеть напряжением 6, 10 и 35 кВ. Правила устройств электроустановок (ПУЭ) определяют, что к сети без глухого заземления нейтрали

относится сеть, у которой нейтраль изолирована или соединена с землей через аппарат с большим внутренним сопротивлением.

В общем виде сеть без глухого заземления нейтрали изображена на рис.П2.11. При этом, в частности, если $Z_N = \infty$ сеть превращается в сеть с изолированной нейтралью. При $Z_N = \omega \cdot L = 2 \cdot \pi \cdot f$ – нейтраль соединяется с землей через реактор, обладающий индуктивным сопротивлением (ω – угловая частота, f – частота переменного тока). Наконец, при $Z_N = R$ – нейтраль соединяется с землей через резистор, обладающий активным сопротивлением. Электрическая сеть представляет собой несколько ВЛ (КЛ), отходящих от шин. Выделим интересующую ВЛ (КЛ), на которой имеет место однофазное замыкание на землю. Ее длина $L1$. Емкость этой ВЛ (КЛ) образует емкостное сопротивление каждой фазы на землю X_{CL1} . Все остальные ВЛ (КЛ) имеют суммарную длину $L2$ и соответственно емкостное сопротивление X_{CL2} .

При замыкании на землю в сети с изолированной нейтралью суммарный ток замыкания на землю составит величину:

$$I_{\Sigma} = \frac{3 \cdot E_{\Phi}}{X_{\Sigma}} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_{\Phi}}{X_{\Sigma}}, \text{ где } X_{\Sigma} = \frac{X_{CL1} \cdot X_{CL2}}{X_{CL1} + X_{CL2}}, \quad (\text{П2.12})$$

E_{Φ} и E_{Φ} – фазные и линейные ЭДС.

Для релейной защиты представляет интерес утроенный ток нулевой последовательности поврежденной ВЛ или КЛ:

$$3I_{0L1} = I_{\Sigma} \cdot \left(\frac{L_{\Sigma} - L1}{L_{\Sigma}} \right) = I_{\Sigma} \cdot \left(\frac{L1 + L2 - L1}{L_{\Sigma}} \right) = I_{\Sigma} \cdot \frac{L2}{L_{\Sigma}}. \quad (\text{П2.13})$$

Целью заземления нейтрали через реактор является компенсация емкостного тока замыкания на землю. Требование Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей сводится к полной компенсации тока замыкания на землю ($I_{\Sigma} = 0$). Для этого индуктивное сопротивление реактора должно быть настроено в резонанс с емкостным сопротивлением сети. Из этого следует условие настройки реактора:

$$Z_H = Z_P = -\frac{X_\Sigma}{3}, \quad (\text{П2.14})$$

и величины токов:

$$I_\Sigma = 0 \quad 3I_{0L1} = -\frac{3 \cdot E_\Phi}{X_\Sigma} \cdot \frac{L1}{L_\Sigma} = -\frac{\sqrt{3} \cdot E_L}{X_\Sigma} \cdot \frac{L1}{L_\Sigma}. \quad (\text{П2.15})$$

Здесь и ранее L_Σ – сумма длин все линий отходящих от шин.

Заземление через токоограничивающий резистор ($Z_H = R$) улучшает переходный процесс при возникновении замыкания на землю, снижает уровень высших гармонических составляющих, сопровождающих замыкание, снижает общий уровень перенапряжений. Кроме того, этот вид заземления нейтрали обеспечивает появление активной составляющей в утроенном токе нулевой последовательности только в поврежденной ВЛ (КЛ). Искомые токи находятся по следующим формулам. Ток поврежденной фазы:

$$I_{L1} = E_\Phi \cdot \left(\frac{1}{R} + j \frac{3}{X_\Sigma} \right) = \frac{E_L}{\sqrt{3}} \cdot \left(\frac{1}{R} + j \frac{3}{X_\Sigma} \right). \quad (\text{П2.16})$$

Ток нулевой последовательности поврежденной линии предстанет в виде:

$$3I_{0L1} = \frac{E_\Phi}{R} + j \frac{3 \cdot E_\Phi}{X_\Sigma} \cdot \frac{L_\Sigma - L_{Л1}}{L_\Sigma} = \frac{E_L}{\sqrt{3} \cdot R} + j \frac{\sqrt{3} \cdot E_L}{X_\Sigma} \cdot \frac{L_\Sigma - L_{Л1}}{L_\Sigma}. \quad (\text{П2.17})$$

При условии, что $L_{Л1} \ll L_\Sigma$:

$$3I_{0L1} = \frac{E_\Phi}{R} + j \frac{3 \cdot E_\Phi}{X_\Sigma} = \frac{E_L}{\sqrt{3} \cdot R} + j \frac{\sqrt{3} \cdot E_L}{X_\Sigma}. \quad (\text{П2.17А})$$

Первая составляющая представляет активный ток, совпадающий по фазе с напряжением, второй представляет реактивный, емкостной ток. Появление активной составляющей благоприятно сказывается на селективности релейных защит сетей с нейтралью, заземленной через резистор.

При любом варианте заземления нейтрали при замыкании одной фазы на землю всегда появляется несимметрия фазных напряжений (треугольник линейных напряжений практически не искажается). Это приводит к тому, что на обмотке трансформатора напряжения, соединенной в открытый треугольник, появится утроенное напряжение нулевой последовательности по величине близкое к 100 В.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. СХЕМА И РАСЧЕТ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ДВУХОБОМОТЧНОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Паспортные данные трансформатора. $S = 40$ МВА, $U_{\text{ВН}} = 115 \text{ кВ} \pm 8 \cdot 1.5$, $U_{\text{НН}} = 10.5 \text{ кВ}$, $u_k = 10.5 \%$. Группа соединения обмоток – $Y/\Delta-11$. Электрическая система, эквивалентные сопротивления со стороны высшего напряжения $Z_B = 28.3$ Ом, со стороны низшего напряжения $Z_H = 0.35$ Ом, Эквивалентные фазные ЭДС $E_B = 74.5 \text{ кВ}$, $E_H = 6.8 \text{ кВ}$. Расчетная схема приведена на рис. П3.1. Там же указаны места расчетов токов КЗ. Однако для расчета дифференциальной защиты необходимы токи КЗ притекающие к месту КЗ как со стороны высшего напряжения, так и со стороны низшего напряжения. Расшифровка этих токов показана на рис.П3.2.

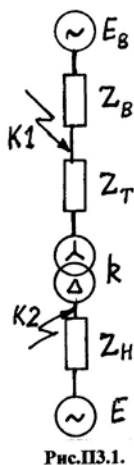


Рис.П3.1.

Расчетными параметрами трансформатора является его коэффициент трансформации:

$$k = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{115}{10.5} = 10.952, \text{ и сопротивление, приведенное к стороне высшего}$$

напряжения, согласно рис.П3.1:

$$Z_T = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 34.71 \text{ Ом}.$$

Итак, на первом этапе необходимо рассчитать токи КЗ в узлах 1 и 2 с учетом подпитки их со стороны ВН и НН (все обозначения токов КЗ согласно рис.П3.2):

$$IK1H = \frac{E_H}{Z_H + \frac{Z_T}{k^2}} = \frac{6.8}{0.35 + \frac{34.71}{10.952^2}} = 10.64 \text{ кА}, \quad IK1B = \frac{IK1H}{k} = \frac{10.64}{10.952} = 0.971 \text{ кА},$$

$$IK2B = \frac{E_B}{Z_B + Z_T} = \frac{74.5}{28.3 + 34.7} = 1.182 \text{ кА} \quad IK2H = IK2B \cdot k = 1.182 \cdot 1.952 = 12.95 \text{ кА}$$

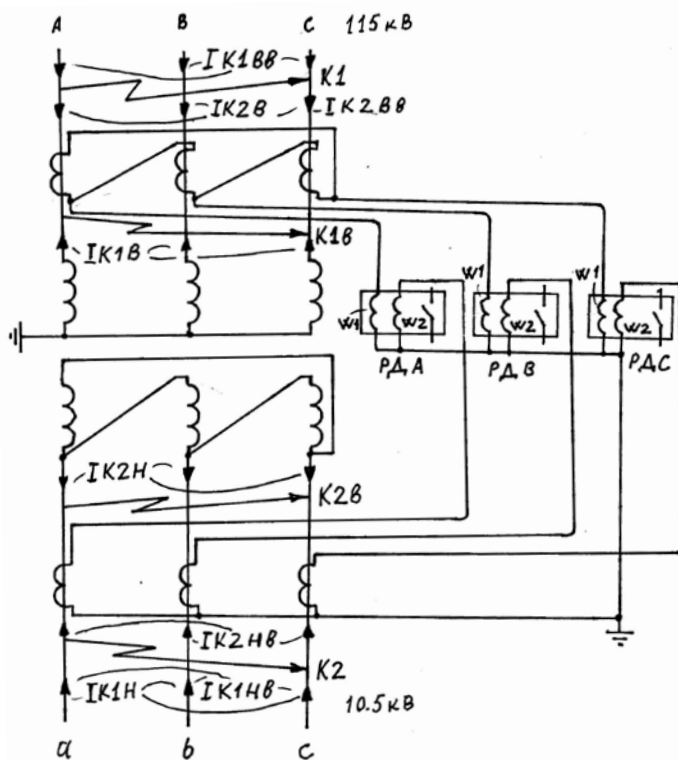


Рис.П3.2.

$$IK1B\phi = \frac{E_B}{Z_B} = \frac{74.5}{28.3} = 2.632 \text{ кА}$$

$$IK2H\phi = \frac{6.8}{0.35} = 19.428 \text{ кА}.$$

Теперь, когда известны все необходимые токи КЗ, можно приступить к расчету параметров дифференциальной защиты.

Вначале о схеме дифференциальной защиты. Трансформаторы тока, формирующие вторичные токи соединяются между

собой с учетом группы соединения первичных обмоток трансформатора. Точнее, со стороны высшего напряжения (ВН) схема соединения трансформаторов тока должна повторить схему соединения обмоток низшего напряжения (НН) трансформатора. И наоборот, схема соединения обмоток трансформаторов тока со стороны НН должна повторять схему соединения обмоток ВН трансформатора. Короче, со стороны ВН трансформаторы тока соединяются в треугольник, со стороны НН в звезду.

Найдем номинальные первичные токи трансформатора, со стороны ВН и НН:

$$I_{HB} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{HB}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0.201 \text{ кА} \quad I_{HH} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 2.199 \text{ кА}.$$

Выбираем трансформаторы тока, со стороны ВН: $n_{TB} = \frac{300}{5} = 60$ и со стороны

НН: $n_{TH} = \frac{3000}{5} = 600$. Находим вторичные номинальные токи:

$$I_{HVB} = \frac{I_{HB} \cdot 1000 \cdot \sqrt{3}}{n_{TB}} = \frac{0.201 \cdot 1000 \cdot \sqrt{3}}{60} = 5.797 \text{ А}$$

$$I_{HHB} = \frac{I_{HH} \cdot 1000}{n_{TH}} = \frac{2.199 \cdot 1000}{600} = 3.666 \text{ А}.$$

Поскольку вторичный номинальный ток со стороны ВН больше номинального вторичного тока со стороны НН, то принимаем за основную сторону сторону ВН.

Следующий этап – нахождение тока небаланса дифференциальной защиты, который состоит из трех составляющих. Первая составляющая определяется возможным отклонением положения РПН от среднего положения при внешнем КЗ. Подлежат рассмотрению два внешних КЗ, со стороны ВН и со стороны НН. Поскольку выше была принята за основную сторону сторона ВН, то все расчеты будем приводить к этой стороне. Итак, внешнее КЗ в узле К1, ток $IK1B = 0.971 \cdot 1000 = 971 \text{ А}$. Отклонение коэффициента трансформации:

$$\Delta k = \frac{8 \cdot 1.5}{100} = 0.12. \text{ Вторичный ток небаланса составит:}$$

$$I'_{HB} = IK1B \cdot \Delta k \cdot \frac{\sqrt{3}}{n_{TB}} = 971 \cdot 0.12 \cdot \frac{\sqrt{3}}{60} = 3.359 \text{ А}.$$

Теперь КЗ в узле К2, ток $IK2B = 1.182 \cdot 1000 = 1182 \text{ А}$. Вторичный ток небаланса:

$$I'_{HB} = IK2B \cdot \Delta k \cdot \frac{\sqrt{3}}{n_{TB}} = 1182 \cdot 0.12 \cdot \frac{\sqrt{3}}{60} = 4.089 \text{ А}. \text{ Для дальнейших расчетов}$$

выбираем больший, т.е. второй ток небаланса.

Вторая составляющая тока небаланса связана с полной погрешностью трансформаторов тока ε , которую в расчетах принимают равной 10 % или $\varepsilon = 0.1$. Проявляется она также при внешних КЗ, поэтому вторая составляющая

тока небаланса связывается с током КЗ следующим образом (сразу расчет ведем для большего тока КЗ):

$$I''_{\text{НБ}} = \varepsilon \cdot IK2B \cdot \frac{\sqrt{3}}{n_{\text{ТВ}}} = 0.1 \cdot 1182 \cdot \frac{\sqrt{3}}{60} = 3.408 \text{ А.}$$

Далее предполагается, что две небаланса суммируются арифметически. Это предположение реализует дополнительный запас, гарантирующий не срабатывание дифференциальной защиты при внешних КЗ. Имеем результирующий ток небаланса:

$$I_{\text{НБ}} = I'_{\text{НБ}} + I''_{\text{НБ}} = 4.089 + 3.408 = 7.497 \approx 7.5 \text{ А.}$$

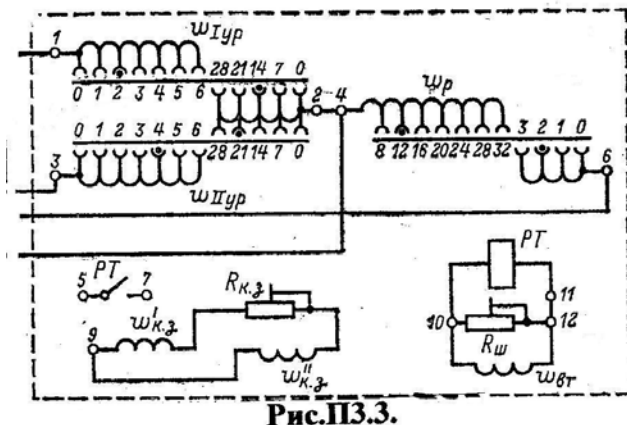


Рис.ПЗ.3.

Теперь необходимо выбрать дифференциальное реле. Остановимся на реле типа РНТ-565 (схема приведена на рис.ПЗ.3), которое имеет основной параметр, определяющий срабатывание реле в виде намагничивающей силы $F = 100$ Ампервитков. Определяет теоретическое количество обмотки реле, подключенной к стороне ВН:

$$W1 = \frac{F}{I_{\text{НБ}} \cdot k_3} = \frac{100}{7.5 \cdot 1.25} = 10.66 \text{ витков.}$$

Из рис.ПЗ.3 видно, что можно использовать 10 витков, набрав 2 витка на $w1_{\text{ур}}$ и 8 витков на $w_{\text{р}}$ и подключив к стороне ВН выводы 1 и 6. Количество витков, подключаемых к стороне НН определяется из соотношения номинальных вторичных токов:

$$W2 = W1 \cdot \frac{I_{\text{ННВ}}}{I_{\text{ННБ}}} = 10 \cdot \frac{5.797}{3.666} = 15.81 \text{ витков. Останавливаемся на 16ти витках,}$$

подключив к стороне НН выводы 6 и 3. Для реализации 16ти витков используем уже набранные 8 витков на $w_{\text{р}}$, кроме того набираем 7 + 1 виток на $w_{\text{Пур}}$. В результате имеем фактическое количество витков: $W1_{\text{ф}} = 10$ витков, $W2_{\text{ф}} = 16$ витков. Однако они не соответствуют расчетным, теоретическим значениям количества витков, в результате образуется третья составляющая тока небаланса, проявляющаяся при бóльшем внешнем КЗ, в данном случае в точке К2:

$$I'''_{\text{НБ}} = IK2B \cdot \frac{\sqrt{3}}{n_{\text{ТВ}}} - IK2H \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} \cdot \frac{W2_{\text{ф}}}{W1_{\text{ф}}} = 1182 \cdot \frac{\sqrt{3}}{60} - 12950 \cdot \frac{1}{600} \cdot \frac{16}{10} = 34.12 - 34.53 - 0.41 \text{ А.}$$

Теперь находим полный ток небаланса, состоящий из трех составляющих (знак тока небаланса не учитываем, что идет на дополнительный запас):

$$I_{\text{НБФ}} = 7.497 + 0.41 = 7.91 \text{ А. Проверяем отстройку от тока небаланса:}$$

$$F_{\text{НБ}} = I_{\text{НБФ}} \cdot W1_{\text{ф}} = 7.91 \cdot 10 = 79.1 < 100 \text{ Авитков.}$$

На очереди проверка чувствительности дифференциальной защиты. Проверка проводится в двух режимах, в нормальном режиме при двухстороннем питании при двухфазном КЗ в зоне защиты и при одностороннем питании, что соответствует включению трансформатора в сеть под полное напряжение. В первом режиме коэффициент чувствительности должен быть не менее 2, во втором не менее 1.5. Прежде чем определять чувствительность дифференциальной защиты при двухфазных КЗ необходимо рассмотреть

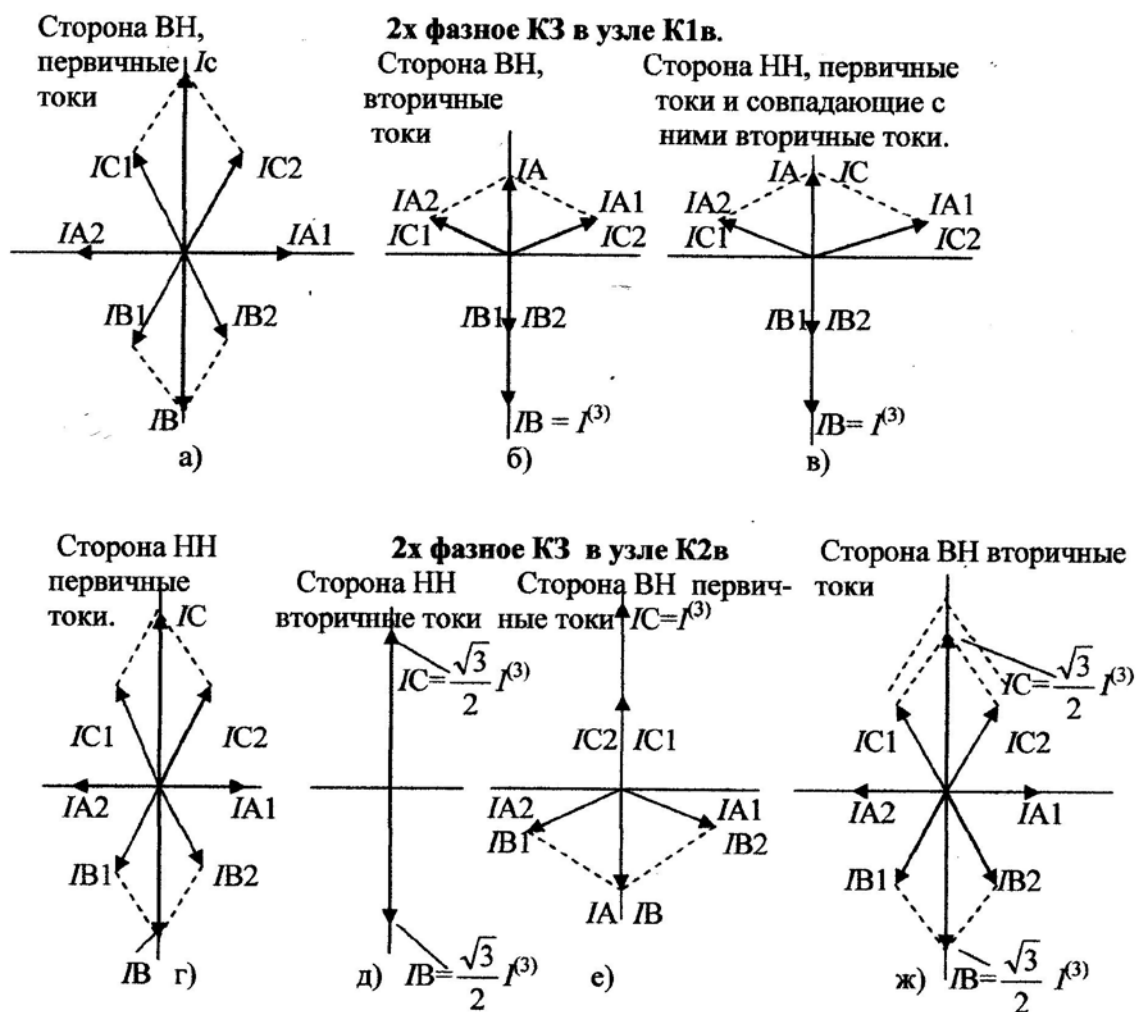


Рис.ПЗ.4.

формирование вторичных токов при этом виде КЗ. Векторная диаграмма первичных и вторичных токов показана на рис. ПЗ.4. В приложении 2 показано, что при двухфазном КЗ возникают токи прямой и обратной последовательности, равной величины. При трансформировании этих токов со звезды на треугольник (со стороны ВН на сторону НН) при группе 11 соединения обмоток все векторы прямой последовательности поворачиваются на угол 30 градусов в положительную сторону, векторы токов обратной последовательности поворачиваются на угол 30 градусов в отрицательную сторону. При трансформировании векторов тока со стороны НН на сторону ВН наоборот, векторы прямой последовательности поворачиваются на угол 30 градусов в отрицательную сторону, векторы

обратной последовательности поворачиваются на угол 30 градусов в положительную сторону. Векторы фазных токов являются геометрической суммой одноименных векторов прямой и обратной последовательности. При трансформировании первичных токов во вторичные со стороны ВН векторы токов прямой последовательности поворачиваются на угол 30 градусов в положительном направлении, а обратной – в отрицательном. Все эти особенности отражены в векторных диаграммах, изображенных на рис. ПЗ.4. Из анализа диаграмм следует, что при 2х фазном КЗ на стороне ВН, в том числе в узле К1В чувствительность можно проверять по 3х фазному КЗ, поскольку в одной фазе вторичный ток как со стороны ВН, так и со стороны НН достигает величины 3х фазного КЗ. При 2х фазном КЗ на стороне НН, в том числе в узле К2В, чувствительность необходимо проверять по токам 2х фазного КЗ.

Нормальный режим. Определяем намагничивающую силу в реле, образуемую токами при КЗ в узле К1в:

Ток вторичный со стороны ВН:

$$IK1B_{\text{вв}} = IK1B_{\text{в}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{n_{\text{ТВ}}} = 2.632 \cdot 1000 \cdot \frac{\sqrt{3}}{60} = 75.97 \text{ А.}$$

Ток вторичный со стороны НН:

$$IK1H_{\text{вв}} = IK1H_{\text{в}} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} = 10.64 \cdot 1000 \cdot \frac{1}{600} = 17.73 \text{ А.}$$

Намагничивающая сила при КЗ в узле К1в:

$$F_{\text{К31}} = IK1B_{\text{вв}} \cdot W1 + IK1H_{\text{вв}} \cdot W2 = 75.97 \cdot 10 + 17.73 \cdot 16 = 759.7 + 283.6 = 1043.3 \text{ Авитка.}$$

Коэффициент чувствительности: $k_{\text{ч}} = \frac{F_{\text{К31}}}{F} = \frac{1043.3}{100} = 10.43 > 2.$

Аналогично проверяем чувствительности при КЗ в узле К2в.

Вторичный ток со стороны ВН:

$$IK2B_{\text{вв}} = IK2B_{\text{в}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{n_{\text{ТВ}}} = 1.182 \cdot 1000 \cdot \frac{\sqrt{3}}{60} = 34.12 \text{ А.}$$

Вторичный ток со стороны НН:

$$IK2H_{\text{вв}} = IK2H_{\text{в}} \cdot \frac{1}{n_{\text{ТН}}} = 19.428 \cdot 1000 \cdot \frac{1}{600} = 32.38 \text{ А.}$$

Намагничивающая сила при КЗ в узле К2:

$$F_{\text{К32}} = IK2B_{\text{вв}} \cdot W1 + IK2H_{\text{вв}} \cdot W2 = 34.12 \cdot 10 + 32.38 \cdot 16 = 859.28 \text{ Авитков.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{F_{\text{К32}}}{F} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = \frac{859}{100} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 7.43 > 2. \text{ Здесь множитель } \frac{\sqrt{3}}{2} \text{ означает переход к}$$

2х фазному КЗ.

Проверка чувствительности при одностороннем питании трансформатора, т.е. при включении под полное напряжение. Необходимо рассмотреть два варианта. Включение со стороны ВН и КЗ на стороне НН,

т.е. в узле К2В и включение со стороны НН и КЗ на стороне ВН, т.е. в узле К1В.

Включение со стороны ВН, КЗ в узле К2В. Вторичный ток со стороны ВН $IK2B_{\text{в}} = IK2B$.

Находим намагничивающую силу, образуемую обмоткой дифференциального реле, при 2х фазном КЗ. Вначале находим вторичный ток:

$$IK2B_{\text{вв}} = \frac{IK2B_{\text{в}} \cdot \sqrt{3}}{n_{\text{ТВ}}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = \frac{1.182 \cdot 1000 \cdot \sqrt{3}}{60} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 29.55 \text{ А.}$$

Далее находим намагничивающую силу, образованную обмоткой дифференциального реле, и коэффициент чувствительности:

$$F_{K32} = IK2B_{\text{вв}} \cdot W1 = 29.55 \cdot 10 = 295.5 \text{ Авитков. } k_{\text{ч}} = \frac{F_{K32}}{F} = \frac{295.5}{100} = 2.95 > 1.5.$$

Включение со стороны НН, КЗ на стороне ВН, т.е. в узле К1В. Ток со стороны НН $IK1H_{\text{в}} = IK1H$. Вторичный ток со стороны НН:

$$IK1H_{\text{вв}} = \frac{IK1H_{\text{в}}}{n_{\text{ТН}}} = \frac{10.64 \cdot 1000}{600} = 17.73 \text{ А}$$

Намагничивающая сила и коэффициент чувствительности:

$$F_{K31} = IK1H_{\text{вв}} \cdot W2 = 17.73 \cdot 16 = 283 \text{ Авитков } k_{\text{ч}} = \frac{F_{K31}}{F} = \frac{283}{100} = 2.83 > 1.5.$$

В данном случае разрешается постановка трансформатора под напряжение с любой стороны как ВН, так и НН. Если же расчетный коэффициент чувствительности получается меньше 1.5 для какой либо стороны, то с этой стороны запрещается постановка трансформатора под напряжение.

Использование микропроцессорных устройств релейной защиты позволяет программно реализовать многие те функции, которые. электромеханические реле выполняют физически. Например, нет необходимости соединять вторичные обмотки трансформаторов тока со стороны ВН в треугольник, все необходимые повороты векторов тока можно осуществить программно. Возможен, также программный учет изменения коэффициента трансформации трансформатора, что позволяет увеличить коэффициент чувствительности дифференциальной защиты. Самодиагностика позволяет повысить надежность функционирования защиты. Такими свойствами обладают устройства SPAD 346С, выпускаемые совместным предприятием «АББ Чебоксары», а также некоторые другие.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ПРИМЕР РАСЧЕТА МТЗ ФИДЕРА 10 кВ

Рассмотрим простую схему электроснабжения потребителей (рис.П4.1). Электрическая сеть напряжением 10 кВ, питает потребителей с нагрузкой

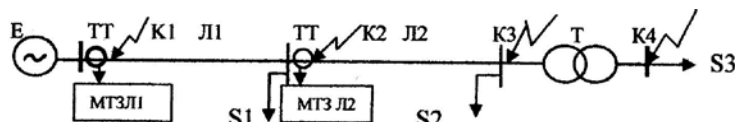


Рис.П4.1.

мощностью $S_t = 2.5$ МВА, высшее номинальное напряжение $U_b = 10.5$ кВ, напряжение короткого замыкания $u_k = 5.5$ %. Эквивалентное сопротивление

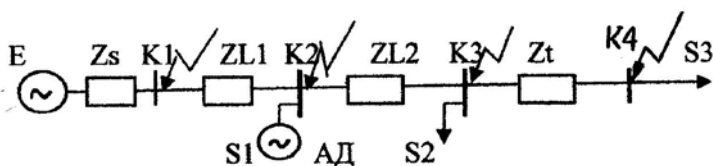


Рис.П4.2.

$S_1 = 2.3$, $S_2 = 1.15$, $S_3 = 1.6$ МВА. Удельное

сопротивление ВЛ $z = 0.41$

Ом/км, длина ВЛ $L_1 = 5$ км,

$L_2 = 3$ км. Трансформатор

мощностью $S_t = 2.5$ МВА, высшее номинальное напряжение $U_b = 10.5$ кВ,

напряжение короткого замыкания $u_k = 5.5$ %. Эквивалентное сопротивление

системы $Z_s = 0.49$ Ом, ее

ЭДС $E_e = 6.46$ кВ. На рис.

П4.2 изображена расчетная

схема замещения,

необходимая для расчета

токов КЗ, там же указано

минимальное количество

точек КЗ, где необходимо рассчитать токи КЗ. Нагрузка S1 представляет собой в основном асинхронные двигатели. Защиты ВЛ 1 и ВЛ2 представляют собой МТЗ с независимой выдержкой времени.

Нижеприведенный расчет параметров срабатывания МТЗ является независимым от конкретного выбора аппаратуры. Это означает, что выбранные параметры могут быть реализованы на аппаратуре, выполненной на любой элементной базе (электромеханической или цифровой). Все расчеты проводим в первичных величинах.

На первом этапе необходимо выполнить расчет токов 3х фазного КЗ, переход к 2х фазному КЗ будем осуществлять через известный коэффициент $\frac{\sqrt{3}}{2}$. Расчет параметров схемы замещения. Сопротивления ВЛ:

$$Z_{L1} = z \cdot L_1 = 0.41 \cdot 5 = 2.05 \quad Z_{L2} = z \cdot L_2 = 0.41 \cdot 3 = 1.23 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформатора, приведенное к стороне 10 кВ:

$$Z_t = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{U_b^2}{S_t} = \frac{5.5}{100} \cdot \frac{10.5^2}{2.5} = 2.42 \text{ Ом.}$$

Токи короткого замыкания. При расчете пренебрегаем влиянием нагрузки, даже асинхронной ввиду ее малой мощности и быстрым затуханием ее составляющей.

$$I_{K1} = \frac{E_e}{Z_s} = \frac{6.46}{0.49} = 13.18 \text{ кА, } I_{K2} = \frac{E_e}{Z_s + Z_{L1}} = \frac{6.46}{0.49 + 2.05} = 2.54 \text{ кА,}$$

$$I_{K3} = \frac{E_e}{Z_s + Z_{L1} + Z_{L2}} = \frac{6.46}{0.49 + 2.05 + 1.23} = 1.71 \text{ кА.}$$

$$I_{K4} = \frac{E_e}{Z_s + Z_{L1} + Z_{L2} + Z_t} = \frac{6.46}{0.49 + 2.05 + 1.23 + 2.42} = 1.04 \text{ кА.}$$

Выбор параметров срабатывания защит начнем с защит второй ВЛ. Первая ступень МТЗ выбирается по условию отстройки от КЗ в конце ВЛ (КЗ) и проверки чувствительности при КЗ в начале ВЛ:

$$I_{yI2} = k_3 \cdot IK_3 = 1.2 \cdot 1.71 = 2.052 \text{ кА} \approx 2000 \text{ А.}$$

k_3 – коэффициент запаса (отстройки), который принимается в пределах $1.1 \div 1.25$. Принимает уставку 2000 а первичных. Проверяем чувствительность первой ступени при двухфазном КЗ в начале ВЛ:

$$k_{ч} = \frac{IK_2}{I_{yI2}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = \frac{2.54}{2.0} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 1.0998 \approx 1.1. \quad \text{Это минимальное значение}$$

коэффициента чувствительности, в данном случае он на пределе, но принимаем расчетную уставку и формируем первую ступень без выдержки времени.

Вторая ступень МТЗ обязана чувствовать КЗ на всем протяжении Л2, т.е. защищать всю ВЛ, одновременно, вторая ступень должна быть отстроена от КЗ за трансформатором. Реализуем эти требования:

$$I_{yII2} \leq \frac{IK_3}{k_{ч}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = \frac{1.71}{1.2} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 1.23 \text{ кА} = 1230 \text{ А}$$

$$I_{yII2} \geq IK_4 \cdot k_3 = 1.04 \cdot 1.15 = 1.196 \text{ кА} \approx 1200 \text{ А.}$$

Окончательно выбираем уставку второй ступени МТЗ 1230 А и определяем ей выдержку времени 0.5 секунды.

Третья ступень МТЗ должна осуществлять принцип дальнего резервирования и резервировать отказ защит или выключателя трансформатора и должна быть отстроена от полной нагрузки трансформатора:

$$I_{yIII2} \leq \frac{IK_4}{k_{ч}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = \frac{1.04}{1.2} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 0.75 \text{ кА} = 750 \text{ А,}$$

$$I_{yIII2} \geq I_t \cdot k_3 = \frac{St}{\sqrt{3} \cdot U_B} \cdot k_3 = \frac{2.5}{\sqrt{3} \cdot 10.5} \cdot 1.2 = 0.165 \text{ кА} = 165 \text{ А.}$$

Выбираем окончательно 700 А. Выдержку времени однозначно определить трудно, для определения выдержки времени необходимо знать времена срабатывания защит отходящих фидеров на стороне низшего напряжения. Но можно принять диапазон выдержек времени $1 \div 2$ секунды.

На очереди выбор параметров срабатывания МТЗ Л1. Принцип выбора уставки срабатывания первой ступени МТЗ Л1 тот же, отстройка от КЗ в конце Л1 и проверка чувствительности при двухфазном КЗ в начале ВЛ:

$$I_{yI1} = k_3 \cdot IK_2 = 1.2 \cdot 2.54 = 3.048 \text{ кА} \approx 3050 \text{ Аб}$$

$$k_{ч} = \frac{IK_1}{I_{yI1}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = \frac{13.18}{3.05} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 3.74 > 1.1.$$

Принимаем уставку первой ступени 3050 А, формируем без выдержки времени. Вторая ступень должна удовлетворять двум условиям. Первое – чувствовать двухфазные КЗ в конце Л1. Второе – она должны быть

согласована с первой ступенью Л2, т.е. зона действия второй ступени при КЗ на Л2 должна закончиться раньше, чем зона действия первой ступени Л2.

Итак, первое условие:

$$I_{yIII1} \leq \frac{IK2}{kч} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = \frac{2.54}{1.25} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 1.76 \text{ кА} = 1760 \text{ А.}$$

Второе условие:

$$I_{yIII1} \geq I_{yI2} \cdot k3 \cdot kраз = 2000 \cdot 1.2 \cdot 1 = 2400 \text{ А.}$$

Здесь коэффициент разветвления $kраз = 1$, поскольку подпиткой со стороны нагрузки решили пренебрегать.

Налицо неразрешимое противоречие, поэтому принимаем следующее решение. Уставку второй ступени принимаем по условию согласования с первой ступенью Л2, т.е. $I_{yIII1} = 2400 \text{ А}$ с выдержкой времени 0.5 секунды. Одновременно вводим дополнительную ступень, обеспечивающую отключение двухфазных КЗ в конце Л1. Однако, поскольку эта дополнительная ступень не согласована с первой ступенью Л2, ее необходимо согласовать со второй ступенью Л2. Итак, имеем:

$$I_{yIII1} \leq 1760 \text{ А, } I_{yIII1} \geq I_{yII2} \cdot k3 \cdot kраз = 1230 \cdot 1.2 \cdot 1 = 1476 \text{ А.}$$

Принимаем промежуточную величину $I_{yIII1} = 1600 \text{ А}$. Выдержку времени необходимо принять на ступень больше, чем выдержка времени согласуемой ступени, а именно 1 секунду.

Последняя, теперь уже четвертая ступень, должна резервировать защиты Л2, должна быть отстроена от КЗ за трансформатором и должна быть отстроена от токов самозапуска нагрузки S1. Рассчитаем ток самозапуска для крайнего случая, когда асинхронные электродвигатели почти остановились и их ЭДС равна нулю. Принцип расчета изложен в приложении 2. Принимаем сопротивление электродвигателей в относительных единицах 0.3 (при рекомендуемом диапазоне $0.2 \div 0.35$). Это сопротивление в Омах составит:

$$X_{дв} = 0.3 \cdot \frac{U^2}{S1} = 0.3 \cdot \frac{10^2}{2.3} = 13.0 \text{ Ом. Соответственно ток самозапуска:}$$

$$I_{сз} = \frac{Ee}{Zs + X_{дв}} = \frac{6.46}{0.5 + 13.0} = 0.478 \text{ кА} = 478 \text{ А}$$

Наконец, формируем параметры срабатывания четвертой ступени МТЗ Л1:

$$I_{yIV1} \leq \frac{IK3}{kч} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = \frac{1.71}{1.2} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 1.234 \text{ кА} = 1234 \text{ А,}$$

$$I_{yIV1} \geq IK4 \cdot k3 = 1.04 \cdot 1.2 = 1.248 \text{ кА} = 1248 \text{ А,}$$

$$I_{yIV1} \geq I_{сз} \cdot k3 = 478 \cdot 1.2 = 574 \text{ А.}$$

Окончательно выбираем уставку четвертой ступени $I_{yIV1} = 1240 \text{ А}$, которая на грани, но удовлетворяет всем поставленным условиям.

Далее подбираются трансформаторы тока, через их коэффициенты трансформации находятся вторичные токи. Выбирается конкретная релейная аппаратура, которая настраивается на заданные установки.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. МЕЖДУНАРОДНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

Принятые в настоящем пособии обозначения русскими буквами элементов релейной защиты и автоматики облегчают понимание принципов работы устройств релейной защиты и автоматики, что важно для тех специалистов, для которых релейная защита и автоматика не являются профильными. Однако, в настоящее время при составлении проектных схем используются международные обозначения с использованием латинского алфавита. Понятно, что с этими схемами будут работать только специалисты-релейщики или студенты, специализирующиеся в этом направлении. И тем не менее, представляется целесообразным привести принятые обозначения некоторых основных устройств.

Выключатель	Q
Блок-контакты выключателя	SQ
Приводы исполнительных механизмов выключателей	AB
Устройство блокировки от качаний	AKB
Устройство АПВ	AKS
Комплект продольной дифференциальной защиты ВЛ, КЛ	AKW
Комплект реле сопротивления	AKZ
Высокочастотный приемо-передатчик	AV
Электросчетчик активной мощности	BW
Электросчетчик реактивной мощности	BWA
Блоки конденсаторов	CG
Нуль-индикатор	EA
Плавкий предохранитель	F
Электрический генератор	G
Аккумуляторная батарея	GB
Синхронный компенсатор	GC
Приборы индикации и сигнализации	H
Реле, вообще реле	K
Реле тока	KA
Реле времени	KT
Реле напряжения	KV
Промежуточное реле	KL
Трансформаторы тока	TA
Трансформаторы напряжения	TV
Силовой трансформатор	T
Ключ управления	SG, SA

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Басс Э.И. Релейная защита электроэнергетических систем / Э.И. Басс, В.Г. Дорогунцев. – М.: МЭИ, 2002.
2. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения / В.А. Андреев. – М.: Высшая школа, 2007.
3. Ванин В.К. Релейная защита на элементах аналоговой вычислительной техники / В.К. Ванин, Г.М. Павлов. – Л.: Энергоатомиздат, 1983.
4. Павлов Г.М. Автоматика энергосистем / Г.М. Павлов, Г.В. Меркурьев. – СПб.: ЦПК, 2001.
5. Шуин В.А. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях / В.А. Шуин, А.В. Гусенков. – М.: НТФ Энергопресс, 2001.
6. Андреев В.А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах / В.А. Андреев. – М.: Высшая школа, 2008.
7. Соловьев А.Л. Релейная защита городских электрических сетей 6 и 10 кВ / А.Л. Соловьев, М.А. Шабат. – СПб.: Изд-во ПОЛИТЕХНИКА, 2007.
8. Овчаренко Н.И. Микропроцессорные комплексы релейной защиты и автоматики распределительных электрических сетей / Н.И. Овчаренко. – М.: НТФ Энергопресс, Энергетик, 1999.
9. Митюшкин К.Г. Телеконтроль и телеуправление в энергосистемах / К.Г. Митюшкин. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
10. Стандарт организации. СТО59012820.29.020.002-2012. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и организации эксплуатации. Введен с 28.04.2012.